



**Ricardo Andrade Barroso Gonçalves Tavares**

Licenciatura em Ciências da Engenharia Electrotécnica e de Computadores

## **Auto-consumo directo: Definição de Metodologia e Estudo de Caso**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Electrotécnica e de Computadores

Orientador : Prof. Doutor João Miguel Murta Pina, FCT-UNL

Co-orientador : Rui Miguel Ferreira Marques dos Santos, Engibase

Júri:

Presidente: Prof. Doutor Tiago Oliveira Machado de Figueiredo Cardoso

Arguente: Prof. Doutor João Francisco Alves Martins

Vogal: Prof. Doutor João Miguel Murta Pina



FACULDADE DE  
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA  
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

**Setembro, 2014**



**Auto-consumo directo: Definição de Metodologia e Estudo de Caso**

Copyright © Ricardo Andrade Barroso Gonçalves Tavares, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objectivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.





*Ao meu pai,  
à minha mãe,  
à minha irmã.*



# Agradecimentos

Em primeiro lugar gostaria de agradecer ao meu orientador Professor João Murta Pina e co-orientador Miguel Santos pela sua simpatia, disponibilidade e conhecimentos transmitidos.

Agradeço também ao Engenheiro Alexandre Cruz da SMA Solar Technology e também vice-presidente da APESF pela disponibilidade e conselhos.

Ao Departamento de Engenharia Electrotécnica da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa pelo acolhimento e formação.

Aos meus colegas que fizeram parte deste capítulo da minha vida, em particular ao Cláudio Alves pela parceria na elaboração e desenvolvimento da ferramenta informática.

Agradecer aos meus pais e irmã pelo apoio incondicional e esforço durante todo o meu percurso académico.

Um especial agradecimento à minha namorada Ana Cortez pela paciência e apoio constante, por fim aos meus amigos por estarem sempre presentes.



# Resumo

---

Actualmente uma das preocupações da Comissão Europeia passa pela maneira como a energia é convertida e o modo como esta é aproveitada. Surgiu assim a estratégia Europa 2020, onde é claramente expressa a preocupação relativamente ao Ambiente e a diminuição da pegada ecológica. No campo relativo ao Ambiente e Energia existem metas tais como a redução das emissões de gases de efeito de estufa em 20%, o aumento da eficiência energética em 20% e a obtenção de 20% da energia consumida via energias renováveis.

De maneira a que seja possível atingir as metas propostas, têm de surgir novos regimes para as energias renováveis uma vez que se tem verificado uma diminuição de apoios às tarifas *feed-in*.

Estes factos levaram ao surgimento de um novo regime, o auto-consumo directo, que em tudo se diferencia das tarifas *feed-in*, uma vez que neste regime o produtor vendia toda a energia que produzia à rede. Já no regime de auto-consumo directo, o produtor consome a energia que produz, passando a ser um *prosumer*.

Nesta dissertação é feito o levantamento sobre o conceito de auto-consumo directo assim como a legislação e ponto de situação da Europa e de Portugal no que diz respeito à paridade de rede. Foram ainda definidas as metodologias a aplicar.

Com o auxílio da ferramenta informática desenvolvida em ambiente *Java* foi feita a análise de dois estudos de caso, uma indústria e um comércio e foi estudada a viabilidade económica, de cada caso, segundo vários indicadores e parâmetros definidos.

**Palavras-chave:** Auto-consumo directo, auto-consumo, paridade de rede, energia fotovoltaica, sistemas fotovoltaicos ligados à rede, ferramenta de optimização.

---



# Abstract

---

Currently one of the concerns of the European Commission is how energy is generated and how it is utilized. This led to the 2020 program, which clearly expresses concern regarding the environment and the reduction of the ecological footprint. Regarding Environment and Energy, the goals are such as reducing emissions of greenhouse gases by 20%, increasing energy efficiency by 20% and achieving 20% of energy consumption generated by renewable sources.

In order to achieve the proposed goals, new regimes emerge for renewable energy since there has been a decrease in support for feed-in tariffs.

These facts led to the emergence of a new regime, called direct self-consumption, which differs from the feed-in tariffs, since in this regime the producer sells all the energy produced to the grid. In the regime of direct self-consumption, the producer consumes the energy he produces, becoming a *prosumer*.

A survey of the concept of direct self-consumption, its legislation and grid parity status in Europe and Portugal is presented in this thesis and applicable methodologies are also defined.

Industry and commerce case-studies were analysed with the support of a tool developed in Java, namely taking into account the economic viability of each case, according to several indicators.

**Keywords:** Direct self-consumption, self-consumption, grid-parity, photovoltaic energy, grid-connected photovoltaic system, optimization tool.

---





# Conteúdo

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>1</b>
1.1	Motivação . . . . .	1
1.2	Objectivos . . . . .	2
1.3	Contribuições da dissertação . . . . .	2
1.4	Organização da dissertação . . . . .	3
<b>2</b>	<b>Revisão Bibliográfica</b>	<b>5</b>
2.1	Paridade de Rede . . . . .	5
2.1.1	Conceito . . . . .	5
2.1.2	Composição dos preços de electricidade em Portugal . . . . .	8
2.1.3	Evolução dos preços de electricidade em Portugal . . . . .	10
2.1.4	Situação Europeia . . . . .	11
2.1.5	Situação Portuguesa . . . . .	12
2.2	Feed-in Tariff . . . . .	13
2.2.1	Conceito . . . . .	13
2.2.2	Benefícios das FiT . . . . .	14
2.2.3	As FiT em Portugal . . . . .	14
2.2.4	Perspectivas Futuras . . . . .	16
2.3	Net-Metering . . . . .	16
2.4	Auto-consumo directo . . . . .	17
2.4.1	Conceito . . . . .	17
2.4.2	Perfil de Consumo . . . . .	18
2.4.3	Legislação . . . . .	20
2.4.3.1	Legislação Europeia . . . . .	20
2.4.3.2	Legislação Portuguesa . . . . .	21
2.4.4	Benefícios . . . . .	21
2.4.5	Principais barreiras e desafios . . . . .	23
2.4.6	Limitações . . . . .	23
2.5	Inversor fotovoltaico para ligação à rede num esquema de auto-consumo directo . . . . .	24

2.6	Ferramentas de Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos. . . . .	25
<b>3</b>	<b>Metodologias</b>	<b>29</b>
3.1	Produção . . . . .	29
3.1.1	Análise e recolha de dados da localização . . . . .	29
3.1.2	Eficiência de Produção . . . . .	30
3.1.2.1	Impacto da temperatura da célula na potência do módulo fotovoltaico . . . . .	30
3.1.2.2	Modelização das curvas de rendimento dos inversores . . . . .	31
3.1.2.3	Outros rendimentos considerados . . . . .	32
3.1.3	Escolha do painel . . . . .	33
3.1.4	Escolha do inversor . . . . .	33
3.1.4.1	Compatibilidade dos inversores . . . . .	33
3.1.4.2	Inversor Central . . . . .	33
3.1.4.3	Multi-inversores . . . . .	33
3.1.5	Módulo de Controlo de Potência . . . . .	34
3.2	Procura de potência óptima . . . . .	34
3.2.1	Período de Retorno do Investimento . . . . .	34
3.2.2	Taxa Interna de Rentabilidade . . . . .	35
3.2.3	Valor Actual Líquido . . . . .	35
3.2.4	Levelized Cost of Energy . . . . .	37
<b>4</b>	<b>Implementação Prática</b>	<b>41</b>
4.1	Definição do Projecto . . . . .	41
4.1.1	Definições Principais do Projecto . . . . .	41
4.1.2	Definições Avançadas . . . . .	42
4.1.3	Parâmetros do orçamento . . . . .	43
4.2	Consumos . . . . .	45
4.3	Base de dados . . . . .	46
4.4	Análise Energética . . . . .	46
4.5	Equipamento . . . . .	47
4.6	Orçamentos . . . . .	48
4.7	Análise Financeira . . . . .	48
4.8	Resumo . . . . .	51
<b>5</b>	<b>Estudos de Caso</b>	<b>53</b>
5.1	Comércio . . . . .	53
5.1.1	Localização . . . . .	53
5.1.2	Consumos . . . . .	53
5.1.2.1	Dados dos Consumos . . . . .	53
5.1.2.2	Perfil de Consumo . . . . .	54
5.1.3	Simulações . . . . .	54
5.1.3.1	Definição dos parâmetros das simulações . . . . .	54

5.1.3.2	Resultados da simulação segundo o indicador PRI . . . .	56
5.1.3.3	Resultados da simulação segundo o indicador TIR . . . .	57
5.1.3.4	Resultados da simulação segundo o indicador VAL . . . .	57
5.1.3.5	Resultados da simulação segundo o indicador LCOE . . .	58
5.1.4	Discussão de resultados . . . . .	58
5.1.4.1	Segundo o indicador PRI . . . . .	58
5.1.4.2	Segundo o indicador TIR . . . . .	60
5.1.4.3	Segundo o indicador VAL . . . . .	61
5.2	Indústria . . . . .	61
5.2.1	Localização . . . . .	61
5.2.2	Consumos . . . . .	61
5.2.2.1	Dados de Consumo . . . . .	61
5.2.2.2	Perfil de Consumo . . . . .	62
5.2.3	Simulações . . . . .	62
5.2.3.1	Definição dos parâmetros das simulações . . . . .	62
5.2.3.2	Resultados da simulação segundo o indicador PRI . . . .	65
5.2.3.3	Resultados da simulação segundo o indicador TIR . . . .	65
5.2.3.4	Resultados da simulação segundo o indicador VAL . . . .	67
5.2.3.5	Resultados da simulação segundo o indicador LCOE . . .	67
5.2.4	Discussão de resultados . . . . .	68
5.2.4.1	Segundo o indicador PRI . . . . .	68
5.2.4.2	Segundo o indicador TIR . . . . .	68
5.2.4.3	Segundo o indicador VAL . . . . .	70
5.3	Conclusões dos resultados . . . . .	70
<b>6</b>	<b>Conclusões e trabalhos futuros</b>	<b>73</b>
<b>A</b>	<b>Anexos</b>	<b>79</b>



# Lista de Figuras

2.1	Mapa da Irradiação Global na Europa. Fonte: PVGIS. . . . .	7
2.2	Composição dos preços, em 2013, da electricidade em Portugal para consumidores industriais em MT. Fonte: ERSE. . . . .	8
2.3	Composição dos preços, em 2013, da electricidade em Portugal para consumidores industriais em BTE. Fonte: ERSE. . . . .	9
2.4	Composição dos preços, em 2013, da electricidade em Portugal para consumidores domésticos em BT. Fonte: ERSE. . . . .	9
2.5	Evolução dos preços de electricidade em Portugal. Fonte: Pordata. . . . .	10
2.6	Inflação média dos preços de electricidade em Portugal. Fonte: Pordata. . . . .	11
2.7	Paridade de rede no sector residencial na Europa. Fonte: Projecto PV Parity. . . . .	12
2.8	Paridade de rede no sector comercial na Europa. Fonte: Projecto PV Parity. . . . .	12
2.9	Mercado fotovoltaico Europeu em 2012 (MW;%). Fonte: EPIA. . . . .	15
2.10	Potência ligada à rede pública das fontes de produção de electricidade em Portugal continental em 2013. Fonte: APREN. . . . .	15
2.11	Perfis comerciais de diferentes negócios e os seus rácios de auto-consumo. Imagem adaptada de SMA. . . . .	18
3.1	Curva de rendimento do inversor SMA Sunny Tripower 20000TLEE. Fonte: SMA. . . . .	31
3.2	Fluxograma do algoritmo usado para cálculo da potência óptima segundo PRI. . . . .	36
3.3	Fluxograma do algoritmo usado para cálculo da potência óptima segundo TIR. . . . .	37
3.4	Fluxograma do algoritmo usado para cálculo da potência óptima segundo VAL. . . . .	38
3.5	Fluxograma do algoritmo usado para cálculo da potência óptima segundo LCOE. . . . .	39
4.1	Menu inicial da ferramenta informática desenvolvida. . . . .	42
4.2	Menu de definições avançadas do projecto. . . . .	43
4.3	Menu de definição dos parâmetros relativos ao orçamento do projecto. . . . .	45

4.4	Separador da Análise Energética do projecto. . . . .	47
4.5	Separador Equipamento usado no projecto. . . . .	48
4.6	Separador Orçamento do projecto. . . . .	49
4.7	Separador da Análise Financeira do projecto. . . . .	50
4.8	Tabela dos diferentes <i>cashflows</i> do projecto. . . . .	50
4.9	Tabela dos custos e poupanças mensais do projecto. . . . .	51
4.10	Janela de análise do LCOE. . . . .	51
5.1	Perfil de consumo do comércio nos dias úteis. . . . .	54
5.2	Perfil de consumo do comércio nos fins-de-semana. . . . .	55
5.3	Perfil de consumo da indústria nos dias úteis. . . . .	62
5.4	Perfil de consumo da indústria nos fins-de-semana. . . . .	63

# Lista de Tabelas

2.1	Limites de net-metering na Europa . . . . .	16
2.2	Limites e regimes de auto-consumo directo na Europa . . . . .	20
2.3	Exemplo dos patamares de um PCM. Tabela adaptada de <i>Solar Power: 100% Self-Consumption - Solution with the SMA Power Control Module</i> . . . . .	25
5.1	Parâmetros definidos nas simulações do comércio. . . . .	55
5.2	Parâmetros de facturação usados nas simulações do comércio. . . . .	56
5.3	Parâmetros financeiros usados nas simulações do comércio. . . . .	56
5.4	Simulação segundo o indicador PRI para o comércio com um período de investimento de 15 e 25 anos. Nota: Todos os valores já incluem IVA. Legenda: SP - Seguimento Perfeito; 4P - 4 Patamares; 16P - 16 Patamares. . .	57
5.5	Simulação segundo o indicador TIR para o comércio com um período de investimento de 15 e 25 anos. Nota: Todos os valores já incluem IVA. Legenda: SP - Seguimento Perfeito; 4P - 4 Patamares; 16P - 16 Patamares. . .	58
5.6	Simulação segundo o indicador VAL para o comércio com um período de investimento de 15 e 25 anos. Nota: Todos os valores já incluem IVA. Legenda: SP - Seguimento Perfeito; 4P - 4 Patamares; 16P - 16 Patamares. . .	59
5.7	Simulação segundo o indicador LCOE para o comércio com um período de investimento de 15 e 25 anos. Nota: Todos os valores já incluem IVA. Legenda: SP - Seguimento Perfeito; 4P - 4 Patamares; 16P - 16 Patamares. .	60
5.8	Parâmetros definidos nas simulações da indústria. . . . .	63
5.9	Parâmetros de facturação usados nas simulações da indústria. . . . .	64
5.10	Parâmetros financeiros usados nas simulações do comércio. . . . .	64
5.11	Simulação segundo o indicador PRI para a indústria com um período de investimento de 15 e 25 anos. Nota: Todos os valores já incluem IVA. Legenda: SP - Seguimento Perfeito; 4P - 4 Patamares; 16P - 16 Patamares. . .	65
5.12	Simulação segundo o indicador TIR para a indústria com um período de investimento de 15 e 25 anos. Nota: Todos os valores já incluem IVA. Legenda: SP - Seguimento Perfeito; 4P - 4 Patamares; 16P - 16 Patamares. . .	66

- 5.13 Análise segundo o indicador TIR para um período de investimento de 15 e 25 anos em que todos os mês são Janeiro. Nota: Todos os valores já incluem IVA. Legenda: SP - Seguimento Perfeito; 4P - 4 Patamares; 16P - 16 Patamares. . . . . 66
- 5.14 Simulação segundo o indicador VAL para a indústria com um período de investimento de 15 e 25 anos. Nota: Todos os valores já incluem IVA. Legenda: SP - Seguimento Perfeito; 4P - 4 Patamares; 16P - 16 Patamares. . . 67



# Lista de Abreviaturas

<b>4P</b>	4 Patamares
<b>16P</b>	16 Patamares
<b>AC</b>	<i>Alternating Current</i>
<b>BT</b>	Baixa Tensão
<b>BTE</b>	Baixa Tensão Especial
<b>CF</b>	<i>Cashflow</i>
<b>DC</b>	<i>Direct Current</i>
<b>EPIA</b>	<i>European Photovoltaic Industry Association</i>
<b>FV</b>	Fotovoltaico
<b>IVA</b>	Imposto sobre Valor Acrescentado
<b>LCOE</b>	<i>Levelized Cost of Energy</i>
<b>MPPT</b>	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
<b>MT</b>	Média Tensão
<b>NOCT</b>	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>
<b>NOM</b>	Nominal
<b>O&amp;M</b>	Operação e Manutenção
<b>P</b>	Potência
<b>PCM</b>	<i>Power Control Module</i>
<b>PCH</b>	<i>Pequena Central Hídrica</i>
<b>PRI</b>	Período de Retorno do Investimento
<b>SCF</b>	Rácio de auto-consumo directo
<b>SP</b>	Seguimento Perfeito
<b>SSF</b>	Rácio de auto-suficiência
<b>TIR</b>	Taxa Interna de Retorno
<b>VAL</b>	Valor Actual Líquido





# Introdução

A presente dissertação aborda o regime de auto-consumo directo com recurso a sistemas fotovoltaicos, com definição de metodologias e de estudos de caso, uma indústria e um comércio.

## 1.1 Motivação

O constante aumento da procura de electricidade levou a que fosse levantada a questão da disponibilidade, custo e sustentabilidade dos recursos energéticos, recursos esses que são limitados. A preocupação do Homem com o ambiente faz com que sejam necessários novos modelos. É necessário o investimento em novas infraestruturas e melhoramentos na rede de distribuição eléctrica (Kamal, 1997; Lior, 2008).

As preocupações da Comissão Europeia relativas às alterações climáticas e sustentabilidade energética estão bem definidas na estratégia Europa 2020. As metas definidas nestes capítulos são, mais concretamente, reduzir as emissões de gases com efeito de estufa em 20%, ou 30% caso forem reunidas as condições necessárias, relativamente os níveis registados em 1990; obter 20% da energia a partir de fontes renováveis e por fim, aumentar em 20% a eficiência energética (European Commission, 2010).

A diminuição dos apoios relativos às tarifas Feed-in, conhecidas como mini e micro-geração em Portugal, fará com que seja necessário a implementação e desenvolvimento de novos modelos de negócio de maneira a que as metas definidas pela Comissão Europeia sejam alcançadas (Associação Portuguesa das Empresas do Sector Fotovoltaico (APESF), 2014).

Portugal tem uma excelente localização no que toca à exposição solar, os níveis de irradiação a que o país está exposto leva a que seja possível fazer um excelente aproveitamento da energia fotovoltaica. Actualmente, 67% da energia consumida em Portugal tem origem em energias renováveis mas apenas 1,3% é origem fotovoltaica (fonte APREN).

A somar a este facto, o cenário de vários países europeus entrarem num estado de paridade de rede torna a que a geração de energia a partir de sistemas fotovoltaicos seja economicamente viável em comparação com o preço da electricidade vendida pela rede.

Com a diminuição dos incentivos, o auto-consumo directo surge como alternativa os regimes FiT. Neste regime, o utilizador não só produz a sua própria energia como também a consume, sendo caracterizado por não haver injeção na rede, devido a restrições legislativas e de operação/segurança do sistema de energia eléctrica. Posto isto, o excesso de energia num sistema sem armazenamento, é desperdiçado, enquanto que se houvesse armazenamento, o excesso era guardado de maneira a que a energia fosse consumida mais tarde.

Existem várias variações do modelo auto-consumo directo sendo que em Portugal é permitido a instalação de um sistema fotovoltaico em regime de auto-consumo directo desde que o mesmo não exceda 1 MW de potência instalada.

Em suma, regimes como o auto-consumo directo ajudarão a União Europeia a atingir as metas propostas no programa estratégia Europa 2020 pela Comissão Europeia, apesar de se tratarem de investimentos a longo prazo.

## 1.2 Objectivos

Esta dissertação tem como objectivo a elaboração de uma ferramenta informática que permita ao utilizador dimensionar e perceber a viabilidade económica da instalação de um sistema fotovoltaico óptimo, determinando qual a potência óptima a instalar na sua habitação, comércio ou indústria segundo um regime de auto-consumo directo. Ainda nesta dissertação, foram estudados dois casos, uma indústria e um comércio, e definidas as metodologias a aplicar.

## 1.3 Contribuições da dissertação

Em seguida são apresentadas as diversas contribuições desta dissertação:

- Elaboração e desenvolvimento de uma ferramenta informática capaz de fazer uma análise de investimento segundo os diversos indicadores (PRI, TIR, VAL e LCOE) com o objectivo de encontrar qual a potência óptima a instalar segundo os consumos importados pelo utilizador.
- Simulação e discussão de resultados para os casos estudados, indústria e comércio, com vista à determinação da viabilidade económica segundo os diferentes indicadores (PRI, TIR, VAL e LCOE).

## 1.4 Organização da dissertação

Esta dissertação encontra-se dividida em seis capítulos principais, sendo o primeiro capítulo de carácter introdutório, onde é feita a introdução ao tema, as motivações e ainda os objectivos da dissertação.

No segundo capítulo é feito o levantamento bibliográfico em torno dos principais conceitos a ter em conta para este trabalho.

O terceiro capítulo explicita a metodologia aplicada subjacente à ferramenta informática desenvolvida.

A implementação prática é apresentada no capítulo quatro onde é realizada uma descrição da ferramenta informática desenvolvida assim como a explicação das opções que o utilizador tem a seu cargo.

No quinto capítulo é feita a descrição dos estudos de caso, comércio e indústria, dos parâmetros das simulações, resultados e a discussão dos mesmos.

Por fim, no sexto e último capítulo é feita a discussão final dos principais resultados obtidos. Ainda neste capítulo são considerados quais os possíveis trabalhos futuros.





## Revisão Bibliográfica

Neste capítulo é feito o levantamento de toda a literatura utilizada nesta dissertação e abordados os principais conceitos, sendo assim o principal foco deste capítulo será a introdução aos diversos regimes existentes para sistemas fotovoltaicos.

### 2.1 Paridade de Rede

#### 2.1.1 Conceito

Paridade de rede é descrita como o momento em que a electricidade gerada pela instalação fotovoltaica atinge um preço competitivo com as fontes tradicionais de produção de energia, sem subsídios e sendo assim ser economicamente rentável e aliciente para investidores (Elliston et al., 2010; Yang, 2010).

A European Photovoltaic Industry Association (EPIA) define paridade de rede como o momento em que o valor dos ganhos produzidos pela instalação fotovoltaica (considerando as poupanças, os custos de operação e manutenção e a deterioração dos painéis) atinge um valor igual ou superior aos custos de compra de electricidade à rede produzida de forma tradicional (Masson et al., 2013).

O primeiro passo para determinar a competitividade de gerar energia via painéis fotovoltaicos é determinar o custo da geração de energia e comparar com o preço de compra de electricidade à rede. O parâmetro que determina este custo da geração, neste caso, fotovoltaico, é o *Levelized Cost of Energy* (LCOE). Define, assim, o custo pela electricidade gerada (€/kWh) ao longo do tempo de vida do sistema. Como se pode ver pela equação 2.1, o LCOE, depende da quantidade de energia gerada, e assim, da insolação do local e do rendimento do sistema. O LCOE é definido pela equação 2.1 (PV Parity - Energy

Research Centre of Netherlands (ECN), 2012).

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (2.1)$$

As variáveis de entrada da equação 2.1 são:

- Tempo de vida do sistema ( $T$ ): o tempo de vida do sistema estima-se em 25 anos, quanto mais longevidade tiver o sistema melhor será para o *prosumer*. Quanto mais tempo o sistema estiver a funcionar mais baixo será o LCOE e assim mais barata será a produção de electricidade;
- Investimento Inicial ( $I$ ): este parâmetro tem vindo a diminuir para instalações com a mesma potência instalada, uma vez que com o passar dos anos a tecnologia torna-se mais barata.
- Custo de Operação e Manutenção ( $C_t$ ): este parâmetro é referente aos custos de operação e manutenção da instalação.
- Energia convertida pelo sistema ao longo do seu tempo de vida ( $E_t$ ): A energia convertida pelo sistema depende da potência instalada e também da irradiância do local onde está a instalação. Como se pode ver pela figura 2.1 quanto mais perto estamos do equador, maior é a irradiância;
- Taxa de Actualização ( $r$ ): este último parâmetro é bastante importante pois a determinação da taxa de actualização irá influenciar bastante o valor final do LCOE, quanto maior esta for, mais descontado será o valor e assim tenderá para um valor menor. O contrário também é válido, quanto menor a taxa de actualização for, menor o LCOE será descontado e assim tenderá para um valor maior.

Nesta figura 2.1 podemos ver que quanto mais avermelhada for a cor no país, mais energia fotovoltaica este é capaz de produzir. O contrário também é válido, quanto mais azulada for a cor, menos energia fotovoltaica o país é capaz de gerar.

No entanto, do lado do investidor esta primeira definição de LCOE pode não ser a mais correcta. Para um investidor, tem mais sentido comparar o total de poupanças geradas pelo sistema fotovoltaico instalado (auto-consumo directo) com o total de despesas caso o mesmo não estivesse instalado (PV Parity - Energy Research Centre of Netherlands (ECN), 2012).

Podemos afirmar assim que atingimos um estado de paridade de rede quando, ao comparar o valor actual do preço de mercado de venda da electricidade por parte da rede eléctrica com o valor do LCOE, este for menor ou igual que o preço de venda de electricidade proveniente da rede eléctrica (PV Parity - Energy Research Centre of Netherlands



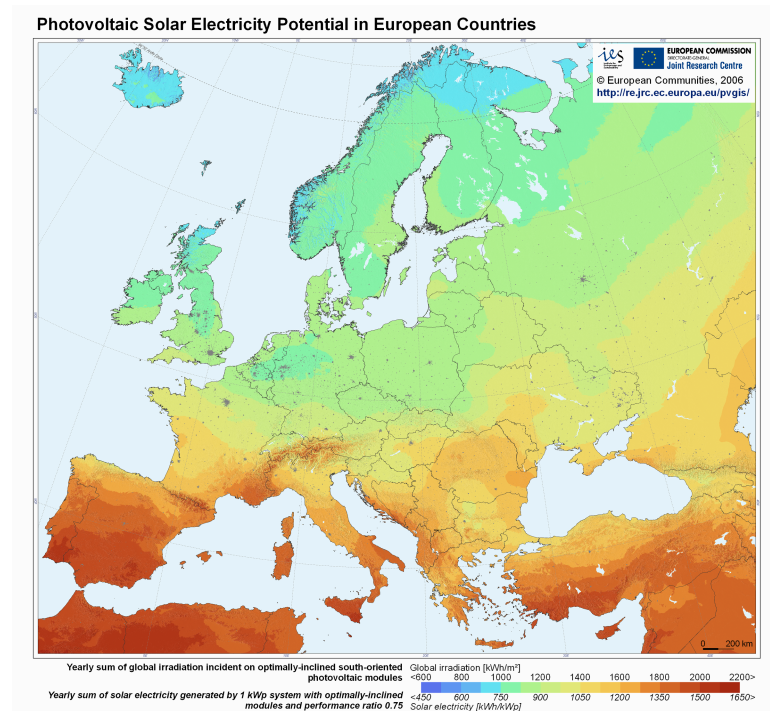


Figura 2.1: Mapa da Irradiação Global na Europa. Fonte: PVGIS.

(ECN), 2012).

O projecto europeu PV Parity tem como objectivo definir a paridade de rede fotovoltaica, como o momento em que a tecnologia fotovoltaica alcançará um nível de desenvolvimento tal que a tornará competitiva com as fontes de energia convencionais. Além disso, proporciona informação importante relevante ao legisladores dos Estados Membros sobre as medidas necessárias para estimular a tecnologia solar fotovoltaica, para que esta consiga ser competitiva. O mesmo projecto define também os parâmetros que influenciam a paridade de rede (Lettner et al., 2012):

- Custo da electricidade da rede;
- Recurso Solar: o parâmetro mais importante é o nível de recurso solar, que marca a produção obtida pela instalação fotovoltaica;
- Custo do financiamento: isto é, a capacidade do investidor se puder ou não financiar junto de uma autoridade bancária caso necessite de capital para avançar com o projecto. Este parâmetro é bastante importante pois influi decisivamente no preço da electricidade que se produz;
- Custo dos sistemas fotovoltaicos: irão sempre diminuindo.

Países com elevados níveis de irradiância, como o caso de Portugal e de países do Sul da Europa (figura 2.1) atingem um estado de paridade de rede mais rapidamente do que países do norte. Do mesmo modo, países com níveis de irradiância moderados mas com elevados preços de mercado de venda de electricidade altos também atingem um estado

de paridade de rede rapidamente. Na União Europeia, o custo de gerar electricidade via fotovoltaico pode descer de 0,17 para 0,07 €/kWh e de 0,20 para 0,08 €/kWh nos Estados Unidos no período de 2012 até 2020, respectivamente (Breyer et al., 2009).

### 2.1.2 Composição dos preços de electricidade em Portugal

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) decompõe os preços de electricidade pagos pelos consumidos nos seguintes componentes: Energia, Redes e Custos de Interesse Económico Geral (CIEG). A componente de Energia resulta dos preços formados no mercado de electricidade. As Redes são sujeitas à regulação da ERSE e os CIEG são determinados no âmbito da legislação em vigor. As tarifas de Acesso às Redes são essencialmente constituídas pelas Redes e pelos CIEG. Esta decomposição dos preços depende, contudo, do tipo de cliente. Os clientes dividem-se em consumidores industriais, fornecidos em Média Tensão (MT) e em Baixa Tensão Especial (BTE) e consumidores domésticos (BT) (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), 2013).

A figura 2.2 mostra a composição dos preços, em 2013, da electricidade em Portugal para consumidores industriais fornecidos em Média Tensão (MT).

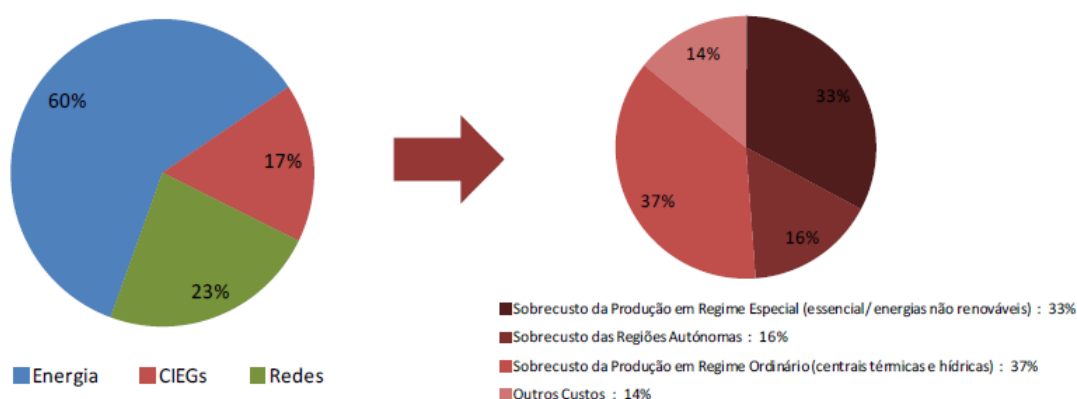


Figura 2.2: Composição dos preços, em 2013, da electricidade em Portugal para consumidores industriais em MT. Fonte: ERSE.

A partir da figura 2.2 podemos ver que para um consumidor industrial fornecido em MT a componente Energia representa mais de metade da sua factura de electricidade, cerca de 60%. Os CIEG têm um peso de 17%. Destes custos destacam-se o sobrecusto com a produção em regime ordinário, isto é, o sobrecusto dos contratos de aquisição de energia, os custos para manutenção do equilíbrio contratual e a garantia de potência, e o sobrecusto com a produção em regime especial (essencialmente energias não renováveis) (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), 2013).

A figura 2.3 mostra a composição dos preços, em 2013, da electricidade em Portugal para consumidores industriais fornecidos em Baixa Tensão Especial (BTE).

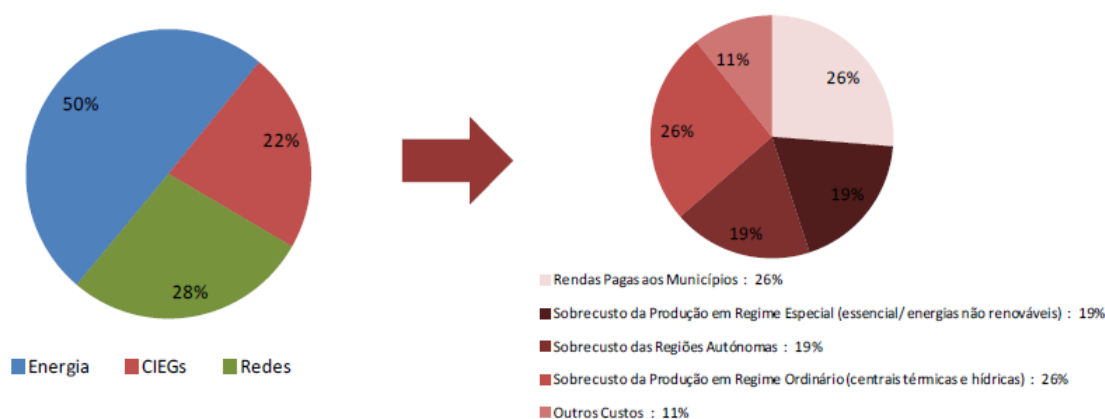


Figura 2.3: Composição dos preços, em 2013, da electricidade em Portugal para consumidores industriais em BTE. Fonte: ERSE.

A partir da figura 2.3 verificamos que, para um cliente BTE, a componente Energia representa metade da factura de electricidade. Os CIEG têm um peso de 22%. Destes custos destacam-se as rendas pagas aos Municípios e o sobrecusto com a produção em regime ordinário (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), 2013).

A figura 2.4 apresenta a composição dos preços, em 2013, da electricidade em Portugal para consumidores domésticos fornecidos em Baixa Tensão (BT), com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA.

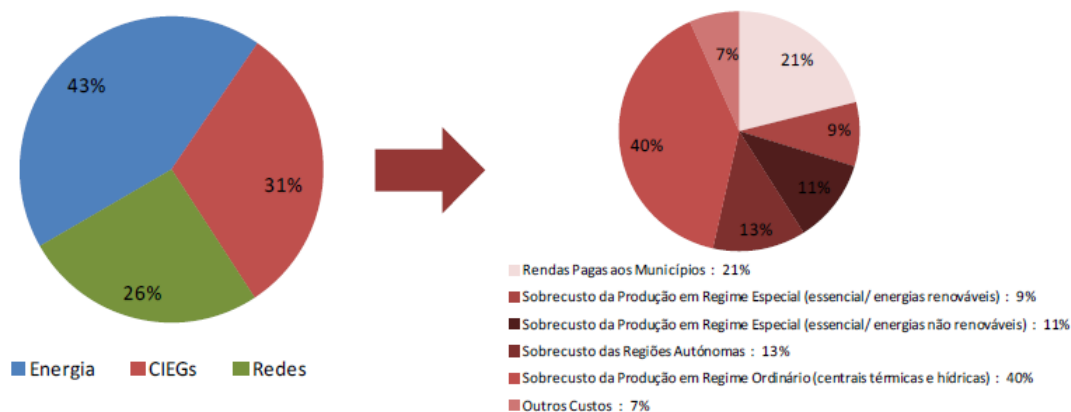


Figura 2.4: Composição dos preços, em 2013, da electricidade em Portugal para consumidores domésticos em BT. Fonte: ERSE.

Pela figura 2.4 podemos concluir que, para um cliente BT, ou seja, potência contratada menor ou igual a 20,7 kVA, a componente Energia representa cerca de 43%, não representado assim a maior fatia do gráfico visto que os CIEG (31%) e a componente Redes apresentam 57%. Dos CIEG destacam-se o sobrecusto com a produção em regime ordinário e as rendas pagas aos Municípios.

### 2.1.3 Evolução dos preços de electricidade em Portugal

A figura 2.5 mostra-nos a evolução dos preços da electricidade em Portugal para o caso de utilizadores domésticos e industriais. Estes dados correspondem aos valores publicados no portal do Eurostat, já incluindo as taxas (IVA), preço base da electricidade, serviços de transmissão, de sistema, de distribuição entre outros.

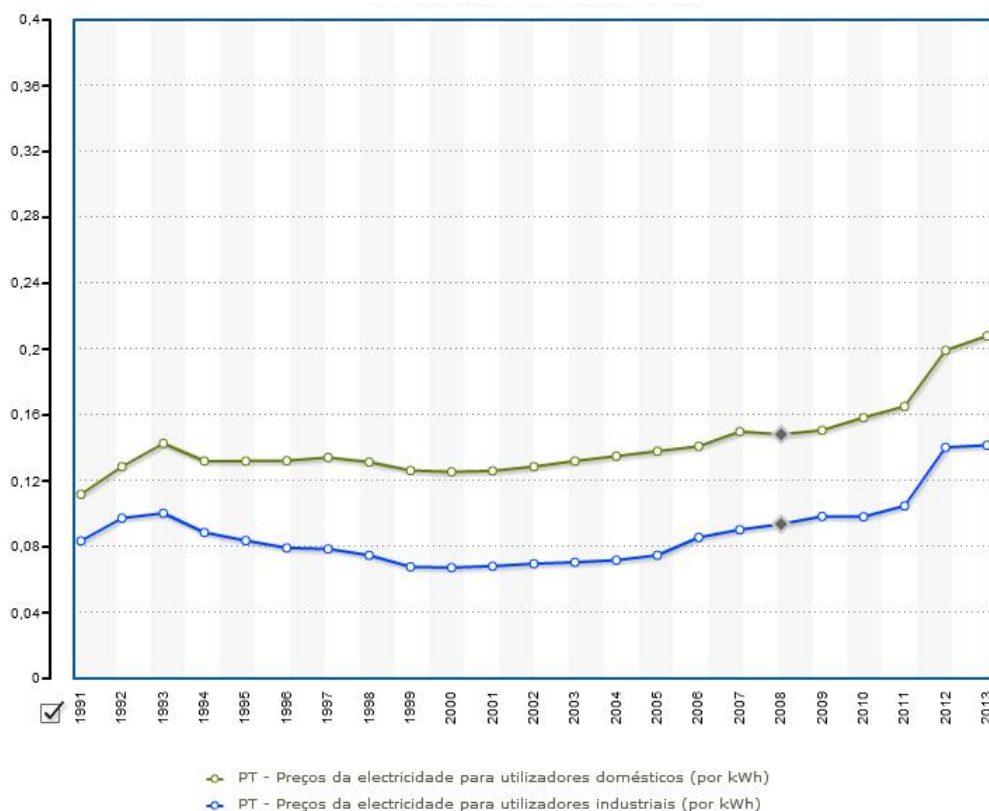


Figura 2.5: Evolução dos preços de electricidade em Portugal. Fonte: Pordata.

Os preços da electricidade para utilizadores domésticos, até 2007 (inclusive), referem-se aos preços de agregados domésticos correspondem ao consumidor-tipo com 3500 kWh de consumo anual, dos quais 1300 kWh são consumidos durante o período nocturno. A partir de 2008, os preços da electricidade imputados aos agregados domésticos correspondem a um escalão de consumo entre 2500 e 5000 kWh por ano.

Os preços de electricidade para utilizadores industriais, até 2007 (inclusive), os valores referem-se ao preço imputado aos consumidores finais industriais correspondente a um consumo anual de 2000 MWh, procura máxima de 500 kW e carga anual de 4000 horas. De 2008 em diante, os preços industriais referem-se a utilizadores que têm um consumo anual entre os 500 e os 2000 MWh.

Pela figura 2.6 podemos ver a inflação média dos preços de electricidade em Portugal de 1991 até 2013. De realçar que de 2000 até 2013 a inflação foi sempre positiva

excepto no ano de 2008 para utilizadores domésticos e no ano de 2010 para utilizadores industriais. Uma nota importante em relação a 2012 onde a inflação aumentou devido ao IVA aplicado às facturas de electricidade que passou de 6% para 23% (Assembleia da República, 2011).

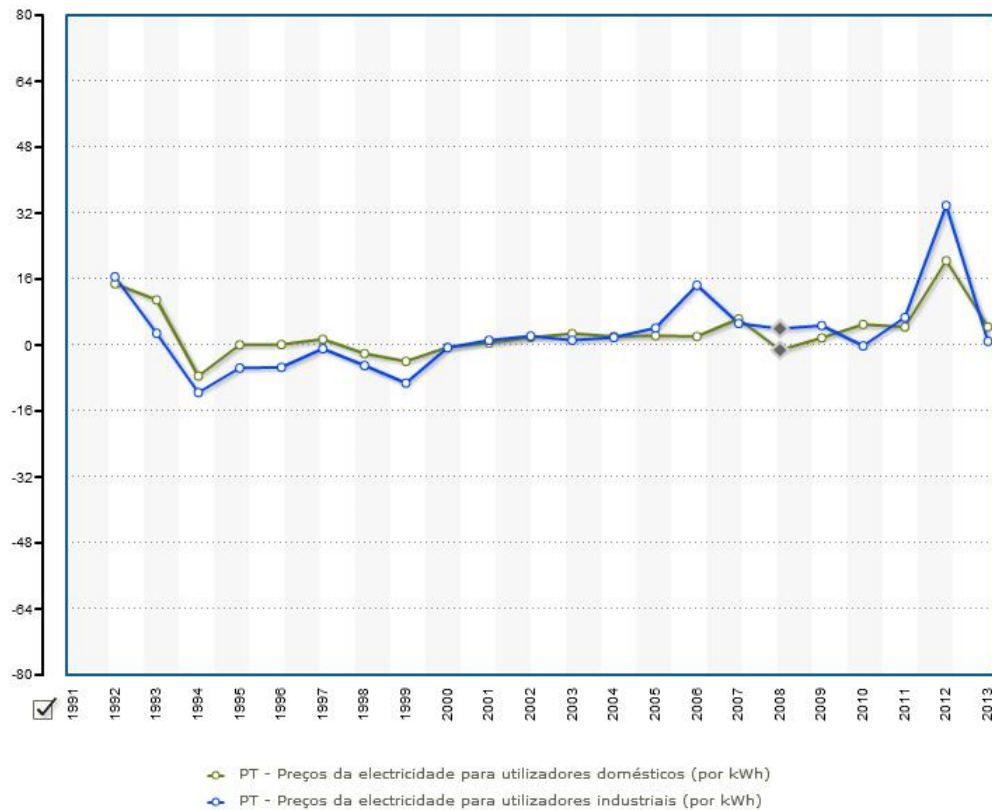


Figura 2.6: Inflação média dos preços de electricidade em Portugal. Fonte: Pordata.

#### 2.1.4 Situação Europeia

Com o passar dos anos é natural que os países estejam em paridade de rede pois com o aumento do número de instalações fotovoltaicas verifica-se a diminuição do preço da tecnologia. Em situação contrária, os preços de venda de electricidade estão cada vez mais altos (Breyer et al., 2013).

Para a realização das simulações efectuadas pelo projecto PV Parity de modo a determinar que países já se encontravam em paridade de rede, o mercado foi dividido em três sectores:

- Residencial: até 5 kWp;
- Comercial: até 100 kWp;
- Industrial: até 500 kWp.

Pela figura 2.7 podemos concluir que, para o sector residencial, apenas Alemanha, Espanha, Itália e Holanda atingiram um estado de paridade de rede em 2012. Já Portugal

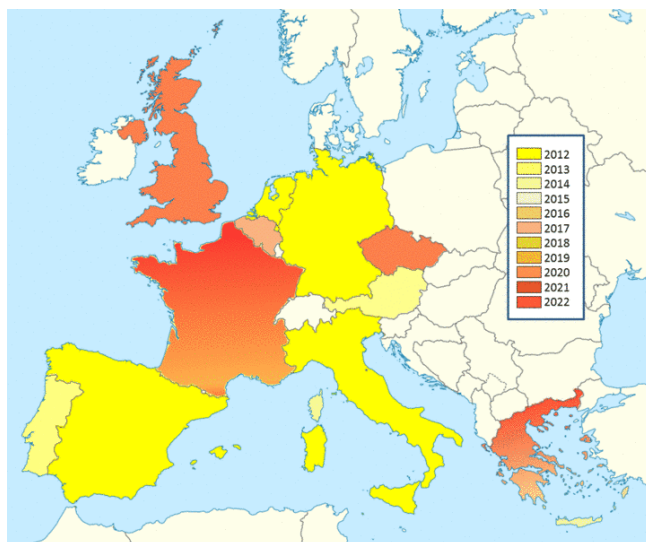


Figura 2.7: Paridade de rede no sector residencial na Europa. Fonte: Projecto PV Parity.

e Áustria apenas alcançaram esse estado em 2014.

Já para o sector comercial/industrial, pela figura 2.8 vemos que Alemanha, Espanha, Itália e Portugal atingiram o estado de paridade de rede em 2012. Áustria e Grécia também podem atingir este estado em 2014.

### 2.1.5 Situação Portuguesa

Podemos concluir, com base nas figuras 2.5 , 2.7 e 2.8 que Portugal já atingiu um estado de paridade de rede tanto para o sector residencial como para o sector comercial/industrial. Tudo indica que não irá sair desta situação pois como mostra a figura 2.6, a inflação desde 2000 que tem sido sempre positiva e em sentido contrário evolui o preço da tecnologia que cada vez se apresenta mais baixo.

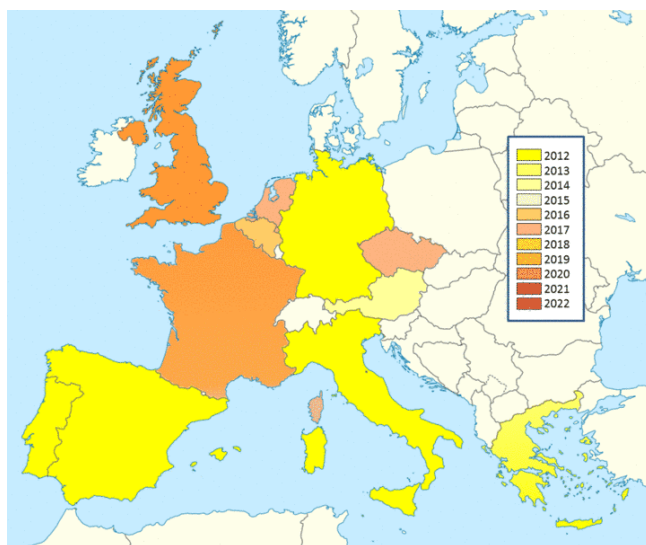


Figura 2.8: Paridade de rede no sector comercial na Europa. Fonte: Projecto PV Parity.

## 2.2 Feed-in Tariff

### 2.2.1 Conceito

Esta política de apoio às energias de fontes renováveis foi introduzida de 1990 até 2011 e está presente em 23 estados membros da União Europeia. Durante este período, este tipo de tecnologia teve um rápido desenvolvimento mas de forma desigual pelos países (Jenner et al., 2013). Esta política levou a um grande aumento da utilização da energia solar, sendo considerada, na União Europeia, o modelo mais eficiente para promoção das energias renováveis (European Commission, 2008).

Podemos definir Feed-in Tariff (FiT) como um modelo financeiro em que um produtor de energia através de uma fonte de energia renovável pode vender a energia gerada à rede e assim receber por cada quilowatt-hora (kWh) gerado. Ao abrigo de uma situação pré-definida contratualmente, tal como o valor ao qual será vendida a energia gerada e a duração deste contrato, normalmente entre 15 e 20 anos. Deste modo, é possível melhorar a competição nesta área de energias renováveis bem como ajudar a baixar o preço da tecnologia (Jenner et al., 2013).

Apesar de ser o modelo mais usado na União Europeia, existe uma grande variedade no que toca ao desenho do modelo FiT a ser adoptado pelo país. Assim, cada política FiT é única em termos de estrutura bem como nos seus incentivos. As políticas de FiT podem variar nas seguintes características (Jenner et al., 2013):

- **Preço Fixo vs Tarifa Premium:** A FiT pode ser estruturada em tarifa de Preço Fixo, que garante que a electricidade produzida vai ser vendida à rede eléctrica a um preço fixo ou Tarifa Premium que adiciona um bónus ao valor de venda do mercado grossista de electricidade. Na União Europeia, apenas países como a Dinamarca e Chipre implementaram a Tarifa Premium. Os restantes países implementaram a tarifa de Preço Fixo;
- **Custos de alocação:** Com uma política de FiT, o produtor assina um contrato que lhe permite injectar electricidade na rede eléctrica. A diferença entre a tarifa e o preço actual do mercado é redistribuído pelos consumidores finais ou pago com o orçamento do estado;
- **Contenção de custos:** Em alguns países não existe limite para a capacidade a ser instalada ou para o número de contratos deste tipo de tarifa. Na União Europeia, Chipre, Estónia, Irlanda, Letónia, Portugal e Espanha estabeleceram estes limites enquanto que a Áustria e Holanda usaram limites para os custos;
- **Duração do Contrato:** A duração do contrato deste tipo de tarifa varia de política para política. Alguns países fornecem tarifas altas durante um curto período de 10 anos, outros fornecem tarifas mais baixas mas com maior duração, 25 anos;



- Valor da tarifa: O valor da tarifa a receber pelos produtores varia de país para país e também com o tipo de tecnologia. Factores que influenciam o valor da tarifa são: o custo de produção, a localização, o tamanho da instalação, a parte receptora e ainda a finalidade do edifício onde está instalado o sistema;
- Taxa de degradação: Muitas políticas FiT têm uma taxa de degradação associada, assim o valor da tarifa a ser pago vai diminuindo consoante o avançar dos anos do contrato. O objectivo desta taxa é de ajustar gradualmente o incentivo dado às FiT e adaptar assim o aumento da viabilidade económica das tecnologias de energias renováveis ao longo do tempo.

### 2.2.2 Benefícios das FiT

Como seria de esperar, as políticas de FiT partilham muitos dos seus benefícios com os das energias renováveis. Em seguida apresenta-se os benefícios das políticas FiT (*Supporting Solar Photovoltaic Electricity*; Resch et al., 2007):

- Protecção ambiental e combate às alterações climáticas: aposta nas chamadas ‘energias limpas’, e deste modo diminuir a pegada ecológica;
- Melhoria da competitividade da economia, investimento nas energias renováveis: os vários apoios a esta tecnologia tinham como um dos objectivos o desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica, e assim, baixar o preço da mesma, tornando a assim economicamente mais aliciante para os investidores;
- Melhoria da segurança na distribuição de energia, reduz a dependência das importações (combustíveis fósseis). Apostar na diversificação das fontes de energia em particular, aproximá-las dos utilizadores domésticos e assim fazer com que estes tenham um papel importante na solução do problema;
- Investimento seguro: como se trata de uma política com apoios por parte do estado, torna-se um investimento seguro uma vez que estes apoios garantem o retorno do investimento (período de retorno do investimento).

### 2.2.3 As FiT em Portugal

Em Portugal as principais políticas de incentivo à energia de fonte renovável foram, tal como na Europa, as FiT (Proença et al., 2013). Em Portugal esta política tem como característica ser de valor fixo, ou seja, o produtor recebe um valor estabelecido por cada kWh injectado na rede, este valor é actualizado de maneira a ajustar o valor pago ao valor da tecnologia (Proença et al., 2013). A duração dos contratos realizados da microprodução em regime bonificado são normalmente de 15 anos e divididos por dois períodos, os primeiros oito anos com a tarifa de venda à rede estabelecida em 0.066 €/kWh e os restantes sete com tarifa estabelecida em 0,145 €/kWh (Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, 2013). Em comunicado, a Associação Portuguesa das Empresas do Sector Fotovoltaico (APESF) chega a afirmar que com as presentes tarifas



de 2014, a microprodução em regime bonificado deixa de ser economicamente viável no que respeita à amortização do investimento (Associação Portuguesa das Empresas do Sector Fotovoltaico (APESF), 2014).

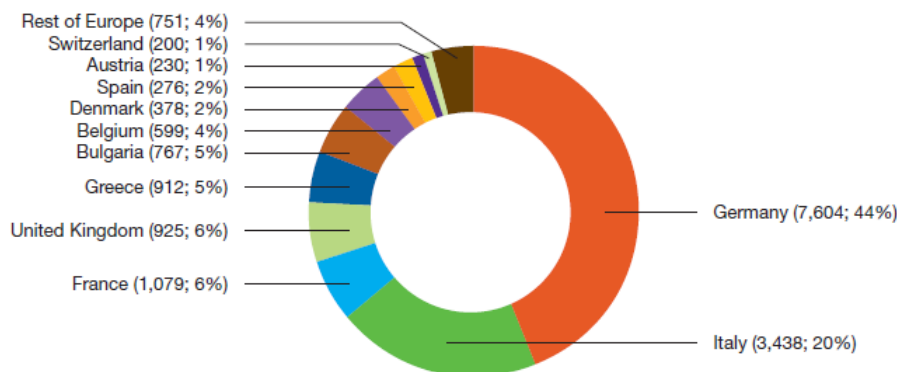


Figura 2.9: Mercado fotovoltaico Europeu em 2012 (MW;%). Fonte: EPIA.

Apesar de Portugal ser dos países com maior potencial a nível de energia solar, como mostra a figura 2.1, não se verifica que seja dos países que mais invista neste tipo de tecnologia. Como mostra a figura 2.9, em 2012, o país com mais potência instalada foi a Alemanha, cerca de 7604 MW, país que apresenta um potencial substancialmente menor ao de Portugal. Portugal não aparece referenciado nesta figura 2.9 pois encontra-se no agregado que detém 4% com cerca de 751 MW instalados. Pela figura 2.10 podemos ver que este número andarà perto de 250 MW instalados em 2013, muito longe dos 7604 MW instalados pela Alemanha em 2012.

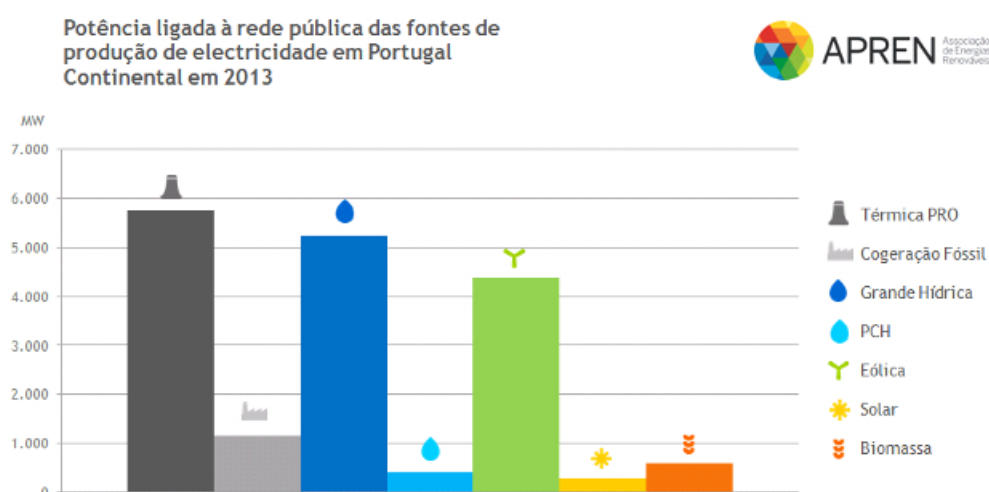


Figura 2.10: Potência ligada à rede pública das fontes de produção de electricidade em Portugal continental em 2013. Fonte: APREN.

### 2.2.4 Perspectivas Futuras

Apesar dos benefícios apresentados na secção 2.2.2 os incentivos a modelos de Feed-in Tariff (FiT) estão a diminuir sendo expectável que este tipo de modelo esteja cada vez menos presente. Esta proposta foi apresentada pela Comissão Europeia, devido aos vários incentivos ao investimento neste tipo de modelo ter tido como consequência grande adesão por parte de investidores, tendo baixado o preço da tecnologia, e assim baixando o investimento inicial dos projectos fotovoltaicos. Não sendo portanto necessário que os incentivos iniciais se mantenham no mesmo nível, encontram-se agora no mínimo necessário para que o sector não seja afectado com a introdução de novos modelos (Resch et al., 2007).

## 2.3 Net-Metering

A EPIA define Net-metering como uma maneira de facturar o excesso de produção do sistema fotovoltaico, garantindo assim que o consumidor recebe créditos por esse excesso de produção dentro do período de facturação. Assim, a produção e o consumo são compensados num maior espaço de tempo (até um ano), usando a rede de energia como armazenamento a longo prazo pois a energia injectada será consumida mais tarde (European Photovoltaic Industry Association (EPIA), 2013). Net-metering é assim a junção dos modelos de auto-consumo directo com as tarifas feed-in (Hauff et al., 2011).

Para que o utilizador saiba a quantidade de energia que foi injectada na rede é necessária a instalação de monitorização, isto é, contadores que consigam fazer a contagem em duas direcções, bidireccional, a de injeção na rede e a de consumo. Também se pode optar por instalar dois contadores, unidireccionais, um para cada situação.

Pela tabela 2.1 podemos ver que países como Holanda, Bélgica, Dinamarca, Itália (regime *Scambio Sul Posto*) e Turquia adoptaram o esquemas de net-metering em vez de auto-consumo directo.

País	Limites
Holanda	3x80 A
Bélgica	10 kVA
Dinamarca	-
Itália	200 kWp
Turquia	1 MWp

Tabela 2.1: Limites de net-metering na Europa

O passado recente mostra que os regimes net-metering são um esquema eficiente para relançar o mercado dos fotovoltaicos ou para desenvolver um segmento com limitações na capacidade instalada. Com o aumento das injeções, os esquemas de net-metering puros não garantem a compensação de encargos de rede e de remuneração do operador

de sistema a longo prazo, podendo representar uma barreira à inovação a nível de distribuição. Uma maneira de combater esta barreira é doar uma percentagem da electricidade injectada à rede (European Photovoltaic Industry Association (EPIA), 2013).

## 2.4 Auto-consumo directo

### 2.4.1 Conceito

A European Photovoltaic Industry Association (EPIA) define auto-consumo (Self-Consumption) como a possibilidade do consumidor se conectar a um sistema fotovoltaico, com a capacidade de corresponder às suas necessidades de consumo, para consumo próprio ou para consumo no local da instalação e ao mesmo tempo, injectar na rede o excesso de produção (Feed-in Tariffs), ou seja, a energia que não é consumida ser injectada na rede e o dono do sistema ser ressarcido. De notar que o consumidor pode não ser o dono do sistema, este pode ser controlado por uma terceira parte (European Photovoltaic Industry Association (EPIA), 2013).

Um conceito importante para este tipo de regime é o conceito de *prosumer*. *Prosumer* vem da junção das palavras *producer* e *consumer* e deste modo retrata o utilizador capaz de produzir e ao mesmo tempo consumir a energia gerada (Toffler, 1980).

Auto-consumo directo é uma forma de auto-consumo caracterizado por a energia gerada ser directamente consumida sem possibilidade de a mesma ser injectada ou vendida à rede. Assim, apesar de continuar a haver ligação à rede, não é permitida a interacção entre o sistema fotovoltaico e a rede. Deste modo, sistemas como Feed-in Tariff e Net-metering não são permitidos. A SunEdison chega a afirmar que a possibilidade de produzir e consumir a sua própria energia é um direito do *prosumer* (Hauff et al., 2011). Uma das vantagens deste método é não precisar de apoios por parte dos governos pois não existe nenhum tipo de conexão à rede eléctrica.

Nos dias que correm cada vez é mais importante a conjugação destes dois factores, produção e consumo. Sendo o auto-consumo directo cada vez mais uma questão chave para a rentabilidade das centrais solares. Para determinar a quantidade de energia consumida recorrendo ao auto-consumo directo é necessário comparar a quantidade de energia solar produzida com a quantidade de energia consumida. Assim, o consumo de uma habitação é determinada pelo número de pessoas que lá habitam e pelos seus hábitos de consumo. Um estudo realizado pela SMA para determinar a percentagem de auto-consumo directo de uma família de quatro pessoas concluiu que o rácio estaria entre 20% a 40%. Sendo que este valor ainda poderá aumentar mais 10 pontos percentuais se existir DSM e mudanças de hábitos de consumo (SMA Solar Technology, 2010).

A principal razão, a curto prazo, para promover o auto-consumo directo é que este

alivia a rede eléctrica pois evita que nela seja injectada energia. Isto evita flutuações de energia visto que a quantidade é variável pois depende da produção. A energia é consumida no local onde é gerada, evitando assim, que esta precise de ser transmitida e consequentemente eliminando as perdas dessa transmissão. Mesmo sendo transmitida é através de uma “rede privada”.

### 2.4.2 Perfil de Consumo

Traçar o perfil de consumo é de extrema importância, é a partir deste que parte a análise para a instalação ou não de um sistema fotovoltaico. Este irá determinar se a energia gerada coincide ou não com o consumo. Se coincidir, então grande parte da energia gerada poder ser directamente consumida. Esta vantagem é apresentada por alguns utilizadores comerciais pois quando estes mais precisam de energia é quando esta é gerada. No entanto, para utilizadores industriais não é fácil de traçar um perfil típico, pois ao contrário dos perfis de habitações que são mais ou menos parecidos, os perfis industriais depende muito do tipo de negócio como mostra a figura 2.11 (SMA Solar Technology, 2013):

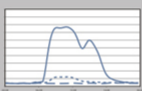
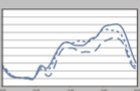
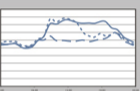
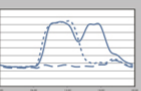
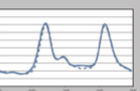
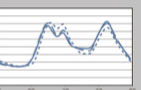
Perfil de consumo	Apenas dias úteis (8 - 18h)	Comércio nocturno	Comércio contínuo	Lojas	Explorações agrícolas e indústria de laticínios	Outras explorações agrícolas
	G1	G2	G3	G4	L1	L2
						
Típico rácio de auto-consumo	10 - 90 %	10 - 100 %	10 - 100 %	10 - 90 %	20 - 70 %	10 - 100 %
Aplicações	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Escritórios;</li> <li>- Escolas e Universidades;</li> <li>- Cantinas;</li> <li>- Hospitais;</li> <li>- Bancos;</li> <li>- Prestações de serviços.</li> </ul> <b>Indústrias:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Construção;</li> <li>- Madeira;</li> <li>- Metais;</li> <li>- Oficinas de automóveis;</li> <li>- Automóvel;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Hóteis;</li> <li>- Cafés;</li> <li>- Restaurantes;</li> <li>- Postos de gasolina;</li> <li>- Locais de lazer, cultura e de desporto;</li> <li>- Iluminação eléctrica.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Muito equipamento de refrigeração;</li> <li>- Sistemas de ventilação;</li> <li>- Sistemas de climatização;</li> <li>- Infra-estruturas de TI;</li> <li>- Estações de tratamento de esgotos.</li> <li>- Parques de estacionamento subterrâneo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Lojas.</li> </ul>		

Figura 2.11: Perfis comerciais de diferentes negócios e os seus rácios de auto-consumo. Imagem adaptada de SMA.

Pela figura 2.11 e pelo que foi referido na secção 2.4.1, as instalações comerciais/industriais conseguem atingir níveis de auto-consumo directo mais altos. Sendo portanto

mais rentável o investimento em comércio/indústria em regimes de auto-consumo directo visto que os rácios de auto-consumo são mais elevados, não sendo deste modo, desperdiçada energia (SMA Solar Technology, 2013):

Para a definição do perfil de consumo de uma habitação/indústria entram várias variáveis (Braun et al., 2009):

- Agregado: número empregados, adultos, crianças ou pensionistas;
- Hábitos de consumo;
- Tipo de habitação/negócio.

Um indicador de interessante análise é o rácio de auto-consumo directo. Este rácio é a razão entre a energia consumida proveniente do sistema fotovoltaico e a energia gerada pelo fotovoltaico, sendo este também limitado a valores entre zero e um. Onde quando igual um existe total auto-consumo directo de toda a energia gerada e zero quando nenhuma da energia gerada é consumida directamente (Schneider et al., 2014).

Rácio de auto-consumo directo:

$$SCF = \frac{\text{Consumo}_{FV}}{\text{Produção}_{FV}} \quad (2.2)$$

Na determinação deste rácio, a localização e orientação tem um papel fundamental, irão determinar como é que a energia é gerada ao longo do dia, por exemplo, se os painéis forem orientados a oeste (azimute  $> 0^\circ$ ) então haverá maior produção durante a tarde. O contrário também é válido, isto é, se orientados a este (azimute  $< 0^\circ$ ) então a maior parte da produção é efectuada durante a manhã. Quanto à localização, como podemos ver pela figura 2.1, a irradiância varia de local para local e assim influenciará a produção assim como as condições meteorológicas (nuvens, sol, etc ...) (SMA Solar Technology, 2013).

Rácio de auto-suficiência:

$$SSF = \frac{\text{Produção}_{FV}}{\text{Consumo}} \quad (2.3)$$

Outro rácio que deve ser analisado é o rácio de auto-suficiência, isto é, a razão de energia produzida e energia consumida. Este rácio mostra a percentagem de autonomia em relação à rede. Quando o seu valor é de um então toda a energia consumida é de origem fotovoltaica, por outro lado, quando igual a zero, toda a energia consumida é proveniente da rede de distribuição eléctrica (Schneider et al., 2014).

### 2.4.3 Legislação

Existem diversos tipos de mecanismos que aos poucos estão a ser implementados na Europa de modo a encorajar os consumidores a realizarem auto-consumo directo, mas ainda existe um longo caminho a percorrer.

Para a estratégia Europa de 2020 foram lançadas várias metas para as alterações climáticas e energia, tais como redução em 20% a emissão de gases de efeito de estufa, reduzindo-os para níveis de 1990; aumentar 20% a participação das energias renováveis no consumo de energia; e por último aumentar 20% a eficiência energética (European Commission, 2010). De modo a atingir estas metas definidas pela UE, os países tem de se voltar para as energias renováveis e consequentemente para a energia fotovoltaica.

#### 2.4.3.1 Legislação Europeia

Actualmente, o auto-consumo directo ainda não está legalizado a nível Europeu. Apenas membros com a Alemanha, Espanha, Itália, Reino Unido e mais recentemente Portugal permitem o auto-consumo directo. No entanto, países como França e Republica Checa estão a estudar a introdução do auto-consumo directo (Latour, 2013). Existem ainda muitas barreiras, tanto económicas como políticas, que precisam de desaparecer de modo a que este modelo possa ser utilizado nos restantes estados membros e assim mais consumidores terem acesso a este tipo de modelo (Hauff et al., 2011).

Na tabela a seguir, apresentam-se os países, limites de potência e regime (European Photovoltaic Industry Association (EPIA), 2013; Latour, 2013):

País	Limites	Regime
Alemanha	1 MWp	possibilidade de injeção na rede
Espanha	100 kW	-
Itália	200 kWp	auto-consumo directo bónus
Reino Unido	30 kWp	auto-consumo <i>premium</i> , 50% de injeção na rede
Portugal	1 MW	-

Tabela 2.2: Limites e regimes de auto-consumo directo na Europa

Em Espanha, o auto-consumo é permitido desde Novembro de 2011 sobre certas condições para instalações até 100 kWp (European Photovoltaic Industry Association (EPIA), 2013).

O incentivo ao auto-consumo na Alemanha começou em 2011 com a introdução da tarifa *premium* para a energia auto-consumida. A remuneração seria ainda mais alta se a taxa de auto-consumo fosse superior a 30% e assim promovendo o auto-consumo directo por parte dos consumidores/produtores. Desde então, as autoridades alemãs têm

promovido o decréscimo do preço da energia gerada, sendo o preço da energia vendida a retalho mais alto do que a energia gerada, tornando-se então um negócio mais rentável do que as FiT (European Photovoltaic Industry Association (EPIA), 2013).

Em Itália foi implementado um sistema similar ao sistema Alemão, *V<sup>th</sup> Conto Energia*, uma tarifa *premium* introduzida no quarto trimestre de 2012. Um esquema alternativo a este foi o *Scambio Sul Posto* é um esquema de net-metering pois permite a injeção de energia na rede recebendo assim uma remuneração pela mesma (European Photovoltaic Industry Association (EPIA), 2013).

#### 2.4.3.2 Legislação Portuguesa

Ao abrigo da Portaria n.º 237 de 2013 de 24 de Julho, designada como Portaria da Comunicação Prévia, suportada pelo artigo 33.º do DL 215B de 2012, actualmente já é permitido o auto-consumo directo em Portugal, contudo os projectos estão limitados a 1 MW. Para tal é necessário garantir que não existe de forma alguma injeção de potência na rede. Outro dos requisitos para se fazer auto-consumo directo é garantir que não se pretende transitar para uma situação de regime bonificado, isto é para um regime de Feed-in Tariff (Direcção Geral de Energia e Geologia, 2013b; Direcção Geral de Energia e Geologia, 2013a).

#### 2.4.4 Benefícios

O auto-consumo directo não tem apenas benefícios para o *prosumer*, também a rede de distribuição eléctrica tem a ganhar com a implementação deste regime (European Photovoltaic Industry Association (EPIA), 2013; Castillo-Cagigal et al., 2011):

- O *prosumer* poupa na factura de electricidade: uma vez que consegue produzir a sua própria energia deixa de estar tão dependente da rede eléctrica e assim poupa na factura, não só em termos de kWh consumidos mas também nas taxas associadas à mesma.
- O *prosumer* pagará sempre um preço constante pela electricidade que produz: ao contrario da electricidade vendida pela rede eléctrica, a electricidade produzida pelo sistema fotovoltaico não é sujeita a inflação e deste modo o preço da mesma é sempre igual;
- Facilita a transição para a era pós Feed-in-Tariff: devido à redução de incentivos, o auto-consumo directo irá assegurar o continuo desenvolvimento e aposta na tecnologia fotovoltaica e assim facilitar a transição para a era pós Feed-in Tariff. Com o aumento de auto-consumo directo os regimes financiados, como as Feed-in Tariff, verão os seus apoios serem reduzidos e até eliminados. Deste modo, os lucros passam a ser garantidos pelas poupanças feitas na factura de electricidade pois ao

invés de a energia estar a ser consumida da rede passa a ser gerada e consumida através do sistema fotovoltaico. Uma das grandes vantagens dos regimes de auto-consumo directo é que apenas consideram a diferença entre o consumo e a produção, não havendo assim excesso de produção, e deste modo promovem as redes descentralizadas.

- Mantém os custos da rede controlados devido à redução de picos: Auto-consumo directo reduz a quantidade de energia injectada na rede pois neste tipo de regime não existe excesso de produção e assim a produção nunca se encontra acima dos consumos, situação agravada durante o meio dia, pois será quando os níveis de irradiância são mais elevados. Se conjugado com um sistema de bancos de baterias poderá também contribuir para diminuir a existência de picos ao fim da tarde pois deste modo poderá haver excesso de produção e esta energia ser armazenada para mais tarde ser consumida.
- Optimiza o consumo de energia: Um dos maiores desafios da UE, a eficiência energética está longe das metas definidas pela UE. Auto-consumo directo pode ter um papel importante de maneira a que as metas definidas pela UE sejam atingidas. Os *prosumers* irão fazer o esforço de otimizar o seu consumo de energia passando assim a consumir grande parte da sua energia aquando da maior produção. Aplicações como monitorização em tempo real e controlo são ferramentas que ajudam a otimizar o consumo de energia.
- Capitaliza investimento privado: As metas da UE para 2020 nos campos da protecção climática, eficiência energética e aposta nas energias renováveis requerem um investimento substancial. O investimento privado foi a segunda maior fonte de financiamento às energias renováveis.
- Europa um passo à frente: Cria oportunidades para as empresas que trabalham nesta área de perceberem as necessidades dos consumidores dentro do auto-consumo directo. Aquando das Feed-in Tariff, grande parte da dinâmica de mercado passava pela optimização dos retornos obtidos. Actualmente, com o desaparecimento das Feed-in Tariff, o mercado (Alemanha, Itália, Reino Unido, etc ...) começa a experimentar as primeiras impressões em torno do auto-consumo directo direccionado para os consumidores finais. Isto fará com que os *players* de mercado proponham novas soluções de maneira a otimizar a interligação entre *prosumers* e o sistema eléctrico.

A tecnologia fotovoltaica tem como uma das suas melhores características poder ser integrada em edifícios, a geração deste tipo de energia não faz ruído, é limpa e escalável. Deste modo pode ser implementada em cidades já construídas e não apenas em campos abertos (Castillo-Cagigal et al., 2011).



### 2.4.5 Principais barreiras e desafios

A EPIA define as seguintes barreiras e desafios (European Photovoltaic Industry Association (EPIA), 2013):

- Ausência de mercados realmente competitivos e liberalizados: num regime de auto-consumo directo, as receitas são garantidas pelas poupanças feitas na factura da electricidade. Assim, um mercado liberalizado e competitivo é um requisito de maneira a tornar o auto-consumo directo uma solução competitiva. Se no mercado de energia existir um monopólio, será uma barreira à entrada em vigor de um regime de auto-consumo. Como referido na secção 2.1.2 apenas uma percentagem da factura de electricidade se destina à energia realmente consumida, parte dela trata também de taxas pagas pelos consumidores.
- Falta de informação por parte dos consumidores sobre as vantagens para mudar para as alternativas existentes: falta de divulgação dos benefícios da tecnologia mas também alguma inercia por parte dos consumidores para a mudança;
- Actual sub-desenvolvimento de facilitadores: *smart meters*, armazenamento e financiamento: de maneira a que os consumidores possam tirar o maior proveito da total liberalização do mercado, o nível e momento da realização de auto-consumo directo tem de ser capaz de responder à relação consumo/produção, isto é feito através de *smart meters*. Outro facilitador importante de modo a aumentar as percentagens de auto-consumo directo é o armazenamento, actualmente pouco presente no mercado, pois trata-se de uma tecnologia cara e não existem políticas de incentivo à mesma. Contudo, a Alemanha deu o primeiro passo neste sentido pois lançou uma política de incentivo à instalação de baterias para sistemas fotovoltaicos até 10kW. Com os *prosumers* a terem cada vez mais um papel de investimento em instalações fotovoltaicas serão necessários novos planos e facilidades de financiamento.
- Criação de um novo segmento de mercado: segmento que terá a função de regular, favorecer ou até limitar o auto-consumo. Um pre-requisito é garantir que, na Europa, os consumidores possam consumir directamente a electricidade que produzem.

### 2.4.6 Limitações

Apesar dos seus variados benefícios, o auto-consumo directo apresenta também algumas limitações.

- Efeitos sazonais: está dependente da quantidade de horas de sol. Assim, no inverno a produção cai pois o número de horas de sol é menor que no verão mas por outro lado a quantidade de energia fornecida pelo sol, irradiância, é também menor. Cria-se assim uma desfasagem em relação à produção e o consumo pois por norma verifica-se um aumento do consumo energético no inverno devido à climatização

das habitações. Deste modo, quando produzimos mais, no verão, é quando o consumo diminui e quando consumimos mais, no inverno, a produção diminui (SMA Solar Technology, 2010);

- Desfasagem entre produção e consumo: o facto de não haver produção quando o sol se põe faz com que se continue a depender da rede eléctrica durante a noite. No entanto, esta dependência pode ser diminuída com a introdução de bancos de baterias no sistema. A energia pode ser armazenada durante o dia para ser consumida durante a noite. Um factor que também poderá diminuir esta desvantagem é a alteração de hábitos de consumo, fazendo com que os consumidores tendam a utilizar energia quando a produção é maior. O mesmo estudo da SMA conclui que este facto pode aumentar o factor de auto-consumo em 10% (SMA Solar Technology, 2010);

As limitações acima apresentadas ainda podem ser aligeiradas não só pelas alterações dos comportamentos dos consumidores mas também através da introdução de um sistema de monitorização, as Demand Side Management(DSM), um controlador que faz com que o sistema decida qual a melhor altura para por a trabalhar os utensílios domésticos consoante a produção solar (SMA Solar Technology, 2010).

## 2.5 Inversor fotovoltaico para ligação à rede num esquema de auto-consumo directo

O inversor tem um papel decisivo nos regimes de auto-consumo directo. Como já foi referido na secção 2.4.1, um dos pré-requisitos para se poder realizar auto-consumo directo é não haver qualquer tipo de injeção de energia na rede. Deste modo, podemos fazer uma análise a partir de um seguimento perfeito, a situação que seria o ideal que maximiza o sistema em que a produção seria exactamente igual ao consumo, e a situação real em que se usa um módulo de controlo de potência (em inglês conhecido como *Power Control Module*) em que a produção é ligeiramente inferior ao consumo. Este módulo agrupa assim a parte de controlo da potência, como o *Maximum Power Point Tracking* (MPPT) e o *Power Control Module* (PCM) (Rosa et al., 2013).

O PCM, actuando ainda na parte DC, permite regular a potência de saída do inversor entre 0% e 100%, esta gestão é feita através de saídas digitais do módulo que podem ou não ser programáveis. No caso da SMA, o PCM comercializado por eles tem quatro saídas digitais possibilitando um total de 16 patamares de funcionamento (*Solar Power: 100% Self-Consumption - Solution with the SMA Power Control Module*).

São estes patamares que permitem fazer a gestão, em tempo real, da relação entre produção e consumo de maneira a que não exista excesso de produção, pois o patamar a ser escolhido será aquele imediatamente abaixo da produção.

A tabela 2.3 serve de exemplo do modo como os patamares são seleccionados a partir de *inputs* digitais:

Patamar	Input D1	Input D2	Input D3	Input D4	Produção (exemplo)
1	0	0	0	0	0%
2	1	0	0	0	5%
3	0	1	0	0	10%
4	1	1	0	0	16%
5	0	0	1	0	23%
6	1	0	1	0	30%
7	0	1	1	0	36%
8	1	1	1	0	42%
9	0	0	0	1	50%
10	1	0	0	1	57%
11	0	1	0	1	65%
12	1	1	0	1	72%
13	0	0	1	1	80%
14	1	0	1	1	86%
15	0	1	1	1	93%
16	1	1	1	1	100%

Tabela 2.3: Exemplo dos patamares de um PCM. Tabela adaptada de *Solar Power: 100% Self-Consumption - Solution with the SMA Power Control Module*.

## 2.6 Ferramentas de Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos.

Tal como dito na secção 1.2, parte desta dissertação tem como objectivo o desenvolvimento de uma ferramenta informática que permita a determinação da potencia óptima a instalar partindo dos consumos e localização da habitação/indústria. Em seguida apresentarei uma pequena lista com programas similares e uma pequena descrição das suas funcionalidades.

O desenvolvimento deste tipo de ferramentas informáticas de automação de processos tem como principal objectivo a poupança de tempo por parte dos projectistas. A definição destes projectos poderá levar vários dias pois engloba o estudo e levantamento de várias variáveis, deste modo, as aplicações informáticas são uma mais valia.

### SMA Sunny Design

Esta ferramenta permite, a partir de simples definições básicas apresentar as várias opções de maneira a que o utilizador possa escolher a configuração desejada. Um software com uma interface bastante *user-friendly* permite uma análise económica assim como uma análise técnica dos seus componentes. Este software em concreto apenas serve para o dimensionamento de sistemas ligados à rede eléctrica, fornecendo dicas para o utilizador de maneira a otimizar o sistema. Permite o dimensionamento de todos os cabos da instalação devido à sua grande base de dados que incluem cabos, painéis e inversores. Apesar do programa ser da SMA, a base de dados inclui dados de uma variedade enorme de marcas. Permite a definição do perfil de carga de maneira a tornar o programa mais

preciso assim como a possibilidade do utilizador escolher integrar baterias de maneira a aumentar o rácio de auto-consumo. A SMA disponibiliza outro software *SMA Off-Grid configurator* que esse sim só serve para fazer o dimensionamento de sistemas autónomos (*Sunny Design*).

### **PV\*SOL**

Este software tem como principais características ser um programa de design, simulação e de análise financeira tanto para sistemas autónomos, isto é, sistemas que não estão ligados à rede, como para sistemas ligados à rede que poderão ir desde uma simples habitação até a uma indústria/comércio (até 300kW). Tendo uma vasta Base de Dados, permite comparar vários tipos de módulos fotovoltaicos assim como inversores/conversores e ainda cabos, inclui ainda na base de dados uma vasta informação sobre várias localizações e as suas irradiâncias. Possibilita, também, visualizar o balanço energético assim como as perdas em cada secção do projecto, pois tem definidos uma série de perfis de carga pré-definidos, contudo o utilizador pode configurar o seu. Permite, ainda, a simulação com banco de baterias. Trata-se de um programa bastante completo pois permite o desenho em 2D e 3D (versão *premium*). Esta versão, como trata o design em 3D, permite a visualização de sombras e demonstra a sua evolução ao longo do dia. No final, apresenta um relatório detalhado de todo o projecto (*PV\*SOL*).

### **PolySun**

Esta ferramenta de design e simulação para projectos fotovoltaicos ou solares-térmicos permite a previsão de produção recorrendo à sua vasta base de dados para inúmeras localizações, módulos fotovoltaicos, inversores e colectores solares-térmicos. Projectos para sistemas ligados ou não à rede com possibilidade de integração de um banco de baterias de maneira a poder aumentar o rácio de auto-consumo. Possibilidade de definição do perfil de consumo a cada 15 minutos de maneira a tentar aproximar o perfil aos consumos e de adição de sombreamentos. No final, apresenta um relatório bastante detalhado (*PolySun*).

### **PVsyst**

Este software permite o dimensionamento, simulação e análise de todo o sistema fotovoltaico. Permite o dimensionamento de sistemas ligados ou não à rede e para sistemas ligados a redes DC (redes de transportes públicos). Oferece uma extensa base de dados de painéis, inversores, cabos e ainda de meteorologia. Permite a escolha da localização directamente pelo *Google Maps*, a determinação das perdas ao longo do sistema e também a visualização em 3D permitindo assim a adição de sombras ao sistema para tornar o projecto mais realista. No final, o programa gera um relatório com os dados e análise do projecto (*PVsyst*).

**BlueSol**

BlueSol: Este programa de design, permite a simulação e análise do comportamento de um sistema fotovoltaico em todos os países do mundo graças à sua vasta base de dados. Permite o design de toda a instalação passando pelos módulos, inversores e até aos cabos. Integra um sistema de CAD de maneira a arranjar os módulos, strings, cabos, painéis e inversores em planos. Visualização do projecto em 3D e assim a adição de sombreamentos. Os esquemas eléctricos são automaticamente gerados e permite a importação de dados do PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) mas também do NASA-SSE, uma base de dados mundial (*BlueSol*).





# Metodologias

Neste capítulo é feita uma descrição das metodologias usadas na elaboração desta dissertação com a ilustração dos algoritmos criados e desenvolvidos recorrendo a fluxogramas.

## 3.1 Produção

Após o utilizador escolher as definições descritas em 4.1, poderá começar a fazer a recolha de dados via Internet para a produção e a importação de dados do consumo para variáveis de modo a que possam ser tratados.

### 3.1.1 Análise e recolha de dados da localização

Os dados das localizações são fornecidos pela ferramenta disponível online *Photovoltaic Geographical Information System* (PVGIS), trata-se de um sistema de informação geográfica que tem disponível em base de dados a quantidade de energia fornecida pelo Sol (irradiância) e as temperaturas para fins de produção de energia fotovoltaica em sistemas situados na Europa, África e Sudoeste da Ásia. Através da interação feita entre a ferramenta desenvolvida e a ferramenta PVGIS é possível saber qual a evolução das irradiâncias e das temperaturas para diversos locais, diferentes horas do dia e meses do ano.

Com o auxílio da biblioteca *HtmlUnit*<sup>1</sup> foi possível importar os resultados devolvidos pela pesquisa feita na ferramenta online PVGIS para a ferramenta informática desenvolvida. Os resultados apresentados pelo PVGIS vem em forma de tabela com três colunas principais: horas, irradiância e temperatura. Apesar de o PVGIS fornecer dados com o espaçamento de com 15 minutos, foi necessário fazer uma interpolação de modo a acertar

---

<sup>1</sup>Biblioteca adicionada à ferramenta informática de modo a importar os dados do PVGIS

as horas dos dados importados do PVGIS com os dos consumos. Assim, a interpolação foi feita tanto à irradiância como à temperatura.

A interpolação foi feita usando o seguinte método:

$$interpolado = \frac{((7 \cdot anterior) + (8 \cdot próximo))}{15} \quad (3.1)$$

Na equação 3.1, todos os valores importados pelo PVGIS distavam 7 minutos ao valor anterior a analisar, e 8 minutos a seguir ao valor a analisar, deste modo, é possível encontrar o valor pretendido. Por exemplo, se o valor a achar da irradiância e da temperatura seria para as 9h30 e em que o PVGIS devolvia apenas os valores das 9h22 e das 9h37, neste caso, o valor para as 9h22 é multiplicado por 7 e para as 9h37 é multiplicado por 8. Após esta interpolação ser elaborada e encontrados os valores para os 15, 30 e 45 minutos e a hora certa de cada hora, os dados podem começar a ser tratados, pois encontram-se emparelhados com os valores dos consumos.

### 3.1.2 Eficiência de Produção

#### 3.1.2.1 Impacto da temperatura da célula na potência do módulo fotovoltaico

A influência da temperatura da célula no rendimento do módulo fotovoltaico tem um papel preponderante pois irá afectar directamente a potência que estes irão produzir.

A equação 3.2 estima a temperatura da célula a partir da temperatura ambiente (Masters, 2004).

$$T_{cell} = T_{amb} + \left( \frac{NOCT - 20^\circ}{0.8} \right) \cdot S \quad (3.2)$$

Os coeficientes desta equação são:

- $T_{cell}$ : temperatura da célula ( $^\circ C$ );
- $T_{amb}$ : temperatura ambiente ( $^\circ C$ );
- $NOCT$ : temperatura da célula quando o módulo está sujeito a uma temperatura ambiente de  $20^\circ C$ , uma irradiância de  $0.8 \text{ kW/m}^2$  e vento com velocidade de  $1 \text{ m/s}$ ;
- $S$ : irradiância solar ( $\text{kW/m}^2$ ).

A equação 3.3 define qual será a potência de saída dos módulos após ser feita a correcção com a temperatura dos módulos. A partir desta potência corrigida e da potência iterada, podemos calcular qual é o rendimento obtido, após ser feita esta retificação de potência com a temperatura. Dando lugar assim à equação 3.4 (Masters, 2004).

$$P_{corrigida} = P_{iterada} \cdot \left[ 1 - \frac{\Delta T}{100} \cdot (T_{cell} - 25) \right] \quad (3.3)$$

$$\eta_{temperatura} = \frac{P_{corrigida}}{P_{iterada}} \quad (3.4)$$



### 3.1.2.2 Modelização das curvas de rendimento dos inversores

De maneira a obter resultados mais fidedignos foi decidido modelizar as curvas de rendimento dos inversores em vez de usar apenas o rendimento Euro, que se trata de um rendimento ponderado considerando que o inversor funciona em diferentes pontos de operação (rendimentos) durante o tempo de funcionamento (Kjaer et al., 2005).

A equação que define o rendimento Euro é (Kjaer et al., 2005):

$$\eta_{eu} = 0.03 \cdot \eta_{5\%} + 0.06 \cdot \eta_{10\%} + 0.13 \cdot \eta_{20\%} + 0.10 \cdot \eta_{30\%} + 0.48 \cdot \eta_{50\%} + 0.20 \cdot \eta_{100\%} \quad (3.5)$$

Apesar da equação 3.5 ter em conta os diferentes pontos de funcionamento do inversor, esta atribui sempre o mesmo rendimento quer o inversor esteja a trabalhar a 5% da sua potência nominal ou a 100%. Desta maneira, foram modelizadas as curvas pois apresentam a seguinte característica 3.1.

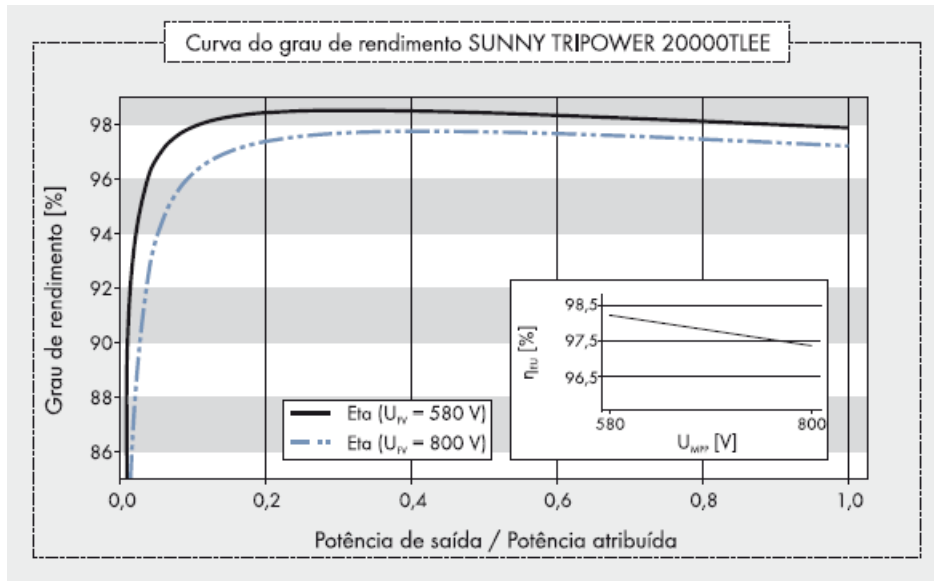


Figura 3.1: Curva de rendimento do inversor SMA Sunny Tripower 20000TLEE. Fonte: SMA.

Rampinelli et al. (2014) modelizaram a curva 3.1 dando origem à equação 3.6:

$$\eta_{inv} = \frac{\left(\frac{P_{AC}}{P_{NOM}}\right)}{\left(\frac{P_{AC}}{P_{NOM}}\right) + \left(K_0 + K_1 \cdot \left(\frac{P_{AC}}{P_{NOM}}\right) + K_2 \cdot \left(\frac{P_{AC}}{P_{NOM}}\right)^2\right)} \quad (3.6)$$

Apesar de a equação 3.6 estar definida para potência AC, ou seja, a potência de saída do inversor, a equação teve de ser adaptada pois ao estarmos a iterar potências estas encontram-se definidas em DC, ou seja, antes de passar pelo inversor. Surgiu, assim, a equação adaptada 3.7.

Fórmula adaptada da modelização do rendimento dos inversores:

$$\eta_{inv} = \frac{\left(\frac{P_{DC}}{P_{NOM}}\right)}{\left(\frac{P_{DC}}{P_{NOM}}\right) + \left(K_0 + K_1 \cdot \left(\frac{P_{DC}}{P_{NOM}}\right) + K_2 \cdot \left(\frac{P_{DC}}{P_{NOM}}\right)^2\right)} \quad (3.7)$$

A partir da aplicação *cftool* (*Curve Fitting*) disponível no *software Matlab* da *MathWorks* foram calculados os parâmetros  $K_0$ ,  $K_1$  e  $K_2$ . Esta aplicação permite calcular estes parâmetros de forma a criar uma curva que passe pelos pontos definidos no eixo das abcissas (X), razão entre potência de funcionamento DC e potência nominal, e ordenadas (Y), os diversos rendimentos.

As curvas de rendimento usadas foram adaptadas de documentos técnicos fornecidos por diversas empresas fabricantes de inversores solares, pois estas encontram-se definidas para a razão entre potência de funcionamento AC e a potência nominal. Esta adaptação de potência AC para potência DC foi feita realizando a seguinte operação 3.8.

$$Potência_{DC} = \frac{Potência_{AC}}{\eta_{inversor}} \quad (3.8)$$

### 3.1.2.3 Outros rendimentos considerados

Para além da correcção feita com a temperatura, foi considerado, também, a possibilidade de considerar um rendimento para a diferença entre módulos, isto é, a possibilidade de haver perdas de energia devido aos módulos não serem exactamente iguais. Considerou-se também ser possível haver perdas de Joule e a sujidade dos módulos. Desta maneira, consoante a localização, o utilizador pode definir um rendimento para a sujidade. Todos estes parâmetros irão afectar a produção final, traduzindo-se na equação 3.9.

$$\eta_{produção} = \eta_{inversor} \cdot \eta_{temperatura} \cdot \eta_{perdas \text{ de Joule}} \cdot \eta_{sujidade} \cdot \eta_{diferença \text{ entre módulos}} \quad (3.9)$$

A partir deste rendimento, já é possível encontrar qual será a potência real do sistema fotovoltaico para a potência iterada. A potência real encontra-se demonstrada na equação 3.10.

$$P_{real} = \eta_{produção} \cdot P_{iterada} \quad (3.10)$$

Após a obtenção da potência real, já com todos os rendimentos tidos em conta, basta multiplicá-la pela irradiância, fornecida pelo PVGIS, como mostra a equação 3.11.

$$Produção = P_{real} \cdot Irradiância \cdot \frac{1kW}{1m^2} \quad (3.11)$$

### 3.1.3 Escolha do painel

A escolha do painel a usar para o projecto apenas tem de obdecer ao critério apresentado pela equação 3.12. O painel presente na base de dados que tiver a melhor relação entre a potência do painel e o preço do mesmo painel será o escolhido para o projecto e consequentemente para a iteração de potências.

$$\frac{P_{\text{painel}}}{\text{Preço}_{\text{painel}}} \quad (3.12)$$

### 3.1.4 Escolha do inversor

#### 3.1.4.1 Compatibilidade dos inversores

No que toca à compatibilidade do inversor com a capacidade do sistema instalado, isto é, a potência instalada,  $W_p$ , é necessário realizar o teste descrito na equação 3.13 (Greenpro, 2004).

Este teste serve para verificar se a potência instalada não excede a potência que o inversor pode receber, tendo a potência instalada de se encontrar entre 0.7 e 1.2 da potência nominal do inversor. Esta condição tem de ser verificada caso se trate de apenas um inversor, o inversor central, ou para o caso de combinações entre vários inversores.

$$0.7 \cdot P_{FV} \leq P_{\text{Inversor}} \leq 1.2 \cdot P_{FV} \quad (3.13)$$

#### 3.1.4.2 Inversor Central

#### 3.1.4.3 Multi-inversores

No entanto, existe também a possibilidade do utilizador definir se pretende usar um único inversor, conhecido como inversor central ou optar por usar multi-inversores, isto é, usar vários inversores de menor potência de forma a perfazer a potência total necessária, este cálculo está representado na equação 3.14. A limitação deste método é que a combinação de inversores é feita com inversores iguais, não sendo possível agrupar inversores de potências diferentes. Estas combinações levaram a adaptação da equação 3.11 dando origem à equação 3.15.

$$\text{Número de inversores} = \frac{\text{Potência iterada}}{\text{Potência do inversor}} \quad (3.14)$$

A decisão entre as diversas combinações de multi-inversores como por exemplo, 2x15, 2x17 ou 2x20 é feita segundo o critério da combinação mais barata, isto é, a combinação escolhida será aquela que for mais barata pois será a que vai gerar um menos investimento inicial por parte do *prosumer*.

Uma vez que a produção total foi dividida por uma combinação de inversores, cada inversor será responsável por uma parte da produção e, assim, à potência responsável por cada inversor é necessário multiplicar o número total de inversores de maneira a

obter a produção total. Resulta, assim, a equação 3.15 que é uma adaptação da equação 3.11

$$\text{Produção} = P_{\text{real por inversor}} \cdot \text{Irradiância} \cdot \text{Número de inversores} \quad (3.15)$$

### 3.1.5 Módulo de Controlo de Potência

Como dito na secção 2.5, a produção pode ser efectuada de duas maneiras: com seguimento perfeito; recorrendo a um módulo que estabelece patamares de produção. Sendo assim, o utilizador pode definir, no início do programa, o número de patamares que o módulo de controlo de potência terá (por exemplo 4 ou 16). Se a produção, num dado instante, for maior que o consumo então terá de se encontrar o patamar imediatamente abaixo do consumo, garantindo, assim, que não existe excesso de produção.

Para isto, é necessário encontrar qual será a diferença entre patamares quando a produção for superior ao consumo. Esta diferença é calculada a partir do seguinte método:

$$\text{Diferença entre patamares} = \frac{\text{Produção}}{\text{Número de patamares}} \quad (3.16)$$

A partir da equação 3.16 é possível encontrar em que nível terá de estar a produção de maneira a que esta não ultrapasse os consumos. O nível em que tem de se encontrar a produção é calculado a partir da equação 3.17.

$$\text{Nível actual} = \frac{\text{Consumo}}{\text{Nível entre patamares}} \quad (3.17)$$

Encontrado o nível onde a produção tem de estar, podemos calcular então a produção sujeita a estes patamares de produção a partir da equação 3.18.

$$\text{Produção} = \text{Nível actual} \cdot \text{Nível entre patamares} \quad (3.18)$$

A partir da equação 3.18 garantimos que em diferentes instantes, a produção nunca será maior que o consumo e assim cumprindo o principal requisito para efectuar auto-consumo directo, não haverá excesso de produção.

## 3.2 Procura de potência óptima

Para o cálculo da potência óptima, o utilizador pode escolher quatro critérios: Período de Retorno do Investimento simples (PRI); Taxa Interna de Rentabilidade (TIR); Valor Actual Líquido (VAL) e Levelized Cost of Energy (LCOE).

### 3.2.1 Período de Retorno do Investimento

O Período de Retorno do Investimento simples, por ser simples entende-se que não é levado em conta a actualização do valor do dinheiro, é definido pela equação 3.19. Este

critério mostra em quantos anos será pago o investimento, ou seja, a partir de que instante é que o somatório dos *cashflows* (dinheiro vindo das poupanças efectuadas) é igual ou superior ao investimento inicial, isto é, o resultado da equação 3.19 e da equação 3.20 é positivo.

Fórmula para o cálculo do PRI simples (Audenaert et al., 2010):

$$-I + \sum_{t=1}^{t=T} CF \geq 0 \quad (3.19)$$

A equação 3.20 é semelhante à equação 3.19, no entanto, a equação 3.20 tem em conta a taxa de actualização, isto é, os futuros *cashflows*(CF) são depreciados. Deste modo a equação 3.20 trata-se do Período de Retorno do Investimento Actualizado.

Fórmula para o cálculo do PRI actualizado (Audenaert et al., 2010):

$$-I + \sum_{t=1}^{t=T} \frac{CF}{(1+a)^t} \geq 0 \quad (3.20)$$

O algoritmo desenvolvido para o cálculo da potência óptima a instalar segundo o indicador PRI encontra-se ilustrado na figura 3.2.

### 3.2.2 Taxa Interna de Rentabilidade

Entende-se por TIR, o valor da taxa de actualização que para o período de investimento igual a T, anula a equação 3.21. Tem em conta a depreciação do dinheiro e quanto maior for o valor deste indicador, mais rentável será o investimento, sendo o contrário também verdadeiro (Castro, 2009).

Fórmula do cálculo do TIR (Castro, 2009):

$$\sum_{t=1}^{t=T} \frac{CF}{(1+TIR)^t} - I = 0 \quad (3.21)$$

O algoritmo percorrido a quando da iteração das várias potências, com o objectivo de encontrar aquela que terá melhor TIR encontra-se demonstrado na figura 3.3.

### 3.2.3 Valor Actual Líquido

Valor Actual Líquido é definido como a diferença entre os *cashflows* e o investimento inicial para um período de investimento igual a T. O Valor Actual Líquido, tal como o PRI, também pode ser definido sem taxa de actualização 3.22 ou tendo em conta a actualização do dinheiro, isto é a taxa de actualização 3.23 (Castro, 2009).

A regra a aplicar na análise ao indicador VAL é apenas se este é positivo ou negativo,

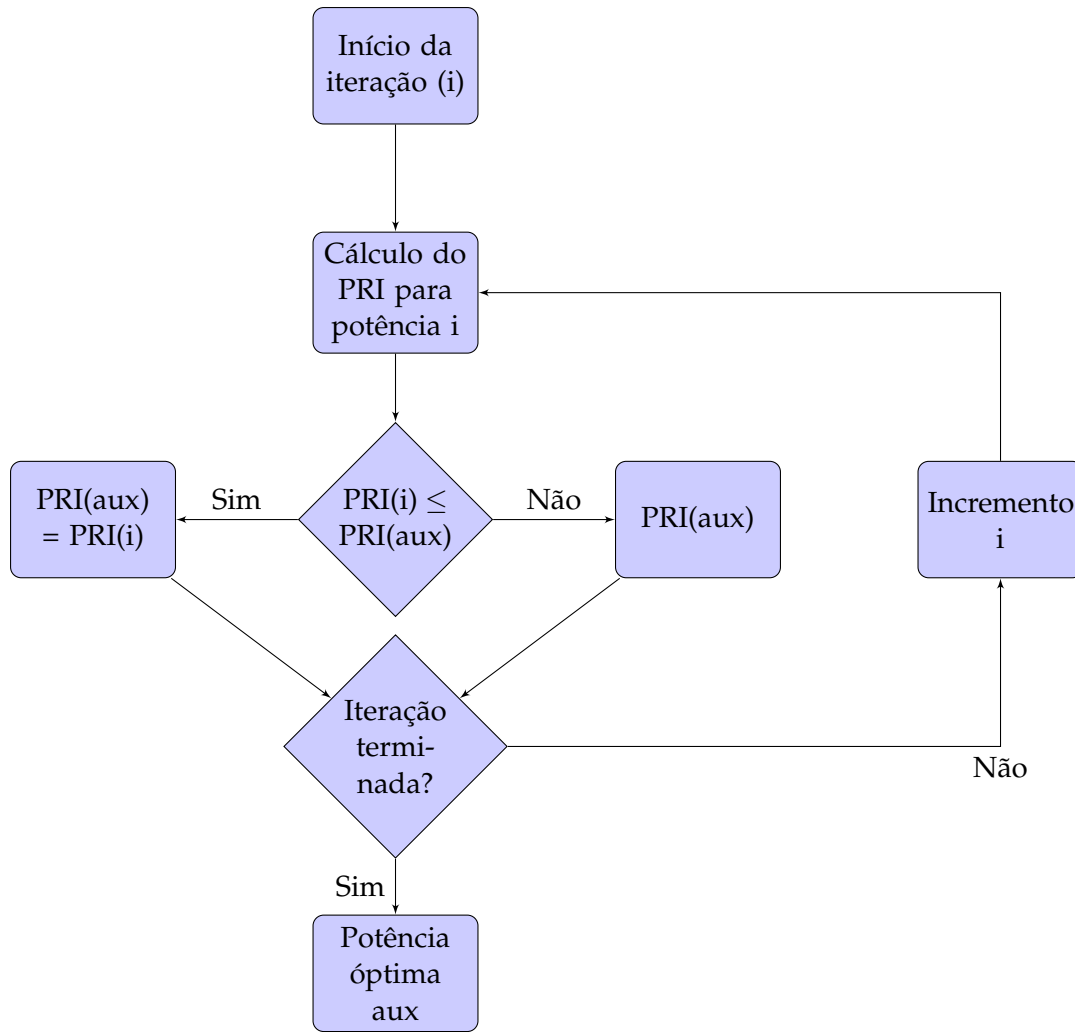


Figura 3.2: Fluxograma do algoritmo usado para cálculo da potência óptima segundo PRI.

sendo que se for positivo o investimento é rentável e se for negativo não é rentável (Favaro, 1996).

Fórmula do cálculo do VAL sem actualização dos *cashflows*(CF) (Castro, 2009):

$$VAL = \sum_{t=1}^{t=T} CF - I \quad (3.22)$$

Fórmula VAL com actualização dos *cashflows*(CF) (Castro, 2009):

$$VAL = \sum_{t=1}^{t=T} \frac{CF}{(1+a)^t} - I \quad (3.23)$$

O algoritmo percorrido a quando da iteração das várias potências, com o objectivo de encontrar aquela que terá melhor VAL encontra-se demonstrado na figura 3.4.

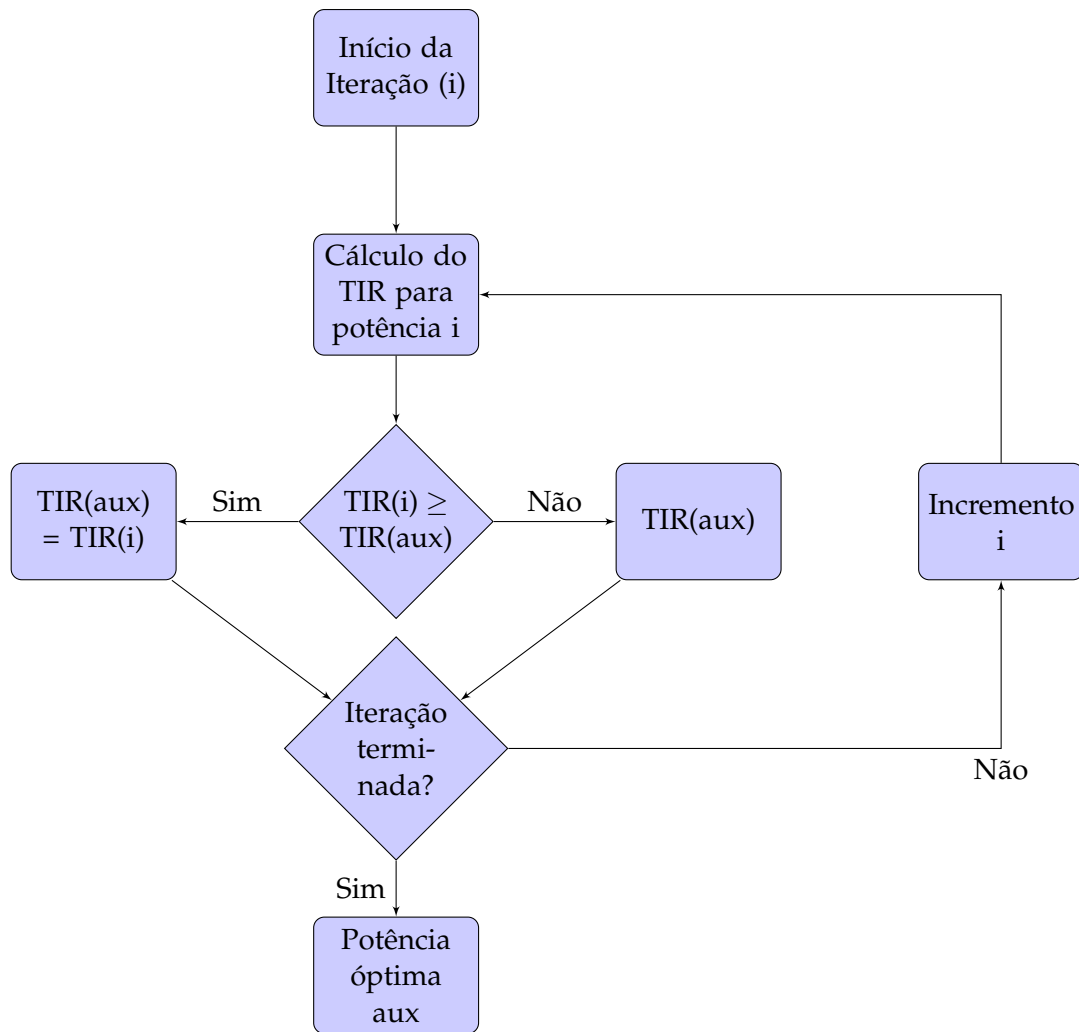


Figura 3.3: Fluxograma do algoritmo usado para cálculo da potência óptima segundo TIR.

### 3.2.4 Levelized Cost of Energy

A formula de cálculo do LCOE já foi descrita no capítulo 2 secção 2.1. O algoritmo percorrido a quando da iteração das várias potências, com o objectivo de encontrar aquela que terá LCOE mais baixo encontra-se demonstrado na figura 3.5.

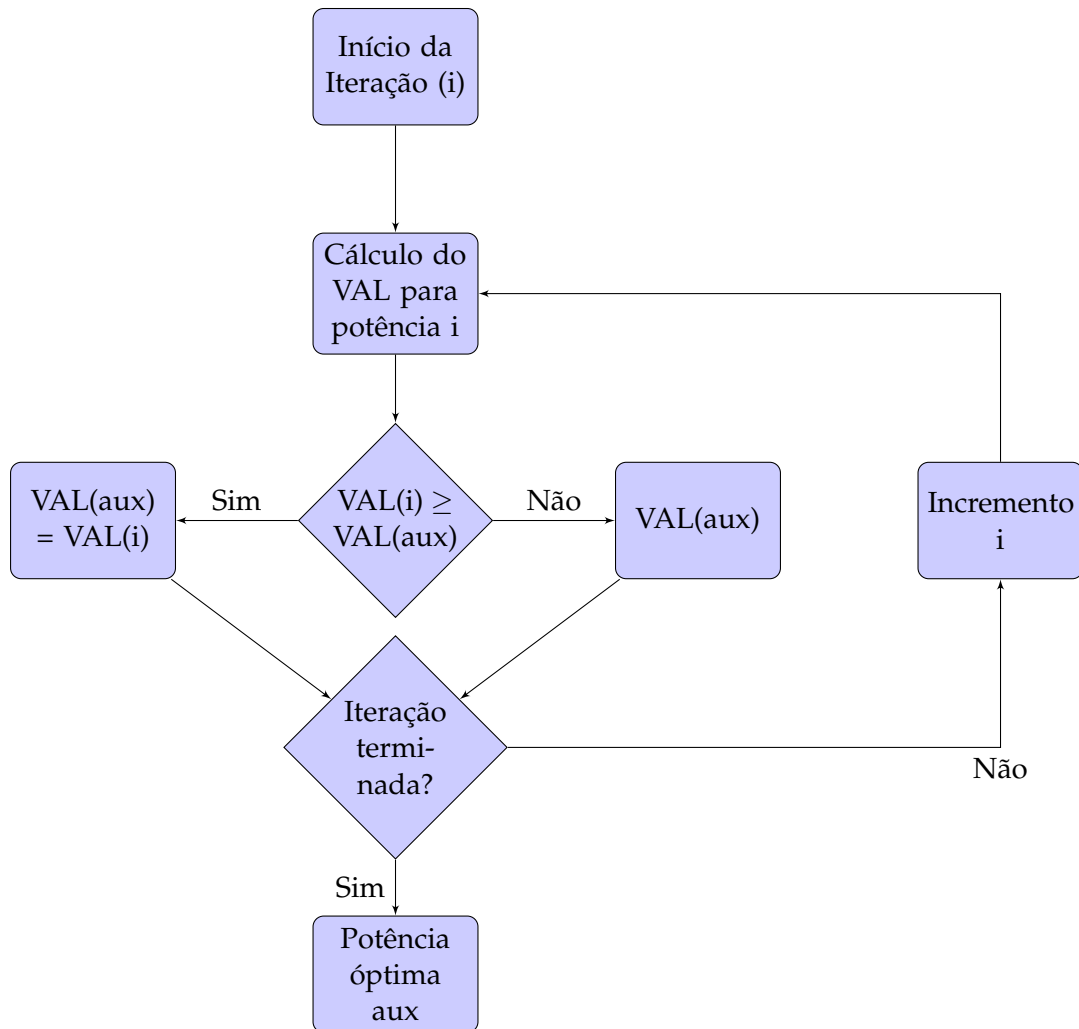


Figura 3.4: Fluxograma do algoritmo usado para cálculo da potência óptima segundo VAL.



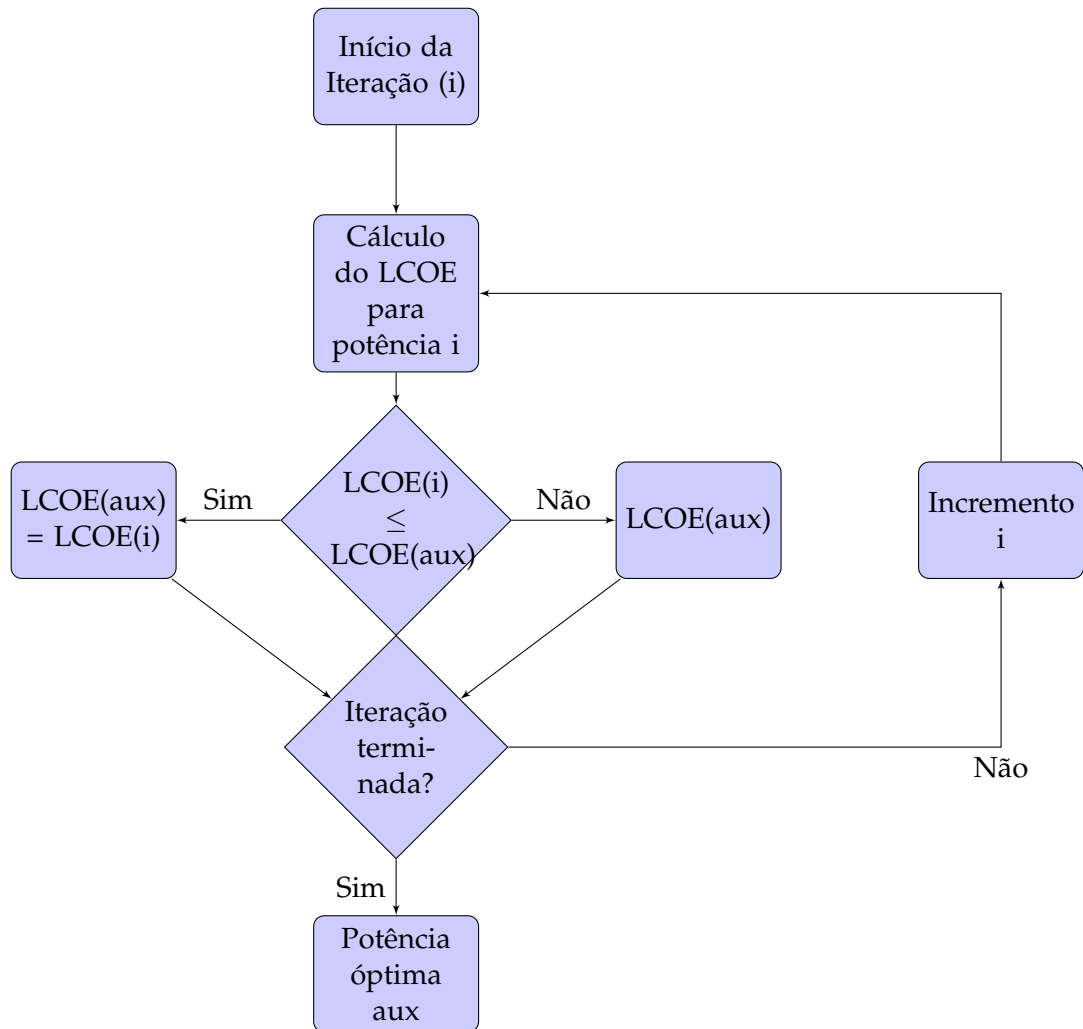


Figura 3.5: Fluxograma do algoritmo usado para cálculo da potência óptima segundo LCOE.



# 4

## Implementação Prática

Nesta secção serão descritas todas as definições que o utilizador poderá escolher de maneira a que a ferramenta informática possa adaptar-se o mais possível às necessidades do utilizador. Estas definições passam tanto pela parte económica, com os indicadores a escolher, como por definições energéticas.

### 4.1 Definição do Projecto

#### 4.1.1 Definições Principais do Projecto

A ferramenta informática desenvolvida é iniciada com a seguinte janela 4.1, nesta janela o utilizador começa por introduzir os principais dados do projecto, tais como:

- Regime pretendido: é neste campo que o utilizador define se pretende um regime de auto-consumo directo;
- Importação dos ficheiros dos consumos: tentou-se tornar esta ferramenta o mais flexível possível, deste modo, o utilizador pode escolher introduzir dados de um ano, seria necessário importar doze ficheiros de dados; dados de um mês, apenas um ficheiro de dados; escolher o número de dias de dados, assim, o utilizador poderá importar dados de uma ou duas semanas, sendo que terá de estar tudo no mesmo ficheiro;
- Localização: neste campo o utilizador poderá introduzir a localização por nome, coordenadas ou seleccionar no mapa. Deste modo, o nível de precisão é máximo.
- Inclinação e azimuth dos módulos fotovoltaicos: este campo interfere bastante na produção, a variação dos graus da inclinação e do azimuth fazem com que a produção varie mais durante o inverno ou o verão e maior de manhã ou de tarde.

- Dados da facturação: nesta secção, o utilizador define os seus dados de facturação, tais como as tarifas em pontas, cheias, vazio e super-vazio; encargos de potência, isto é, a tarifa da potência contratada; a tarifa a pagar pelo consumo em horas de ponta e o imposto sobre a electricidade.

Figura 4.1: Menu inicial da ferramenta informática desenvolvida.

#### 4.1.2 Definições Avançadas

Nesta nova janela 4.2 o utilizador define as opções avançadas para a descoberta da potência óptima a instalar mas também como serão tratados os dados do consumo:

- Indicador financeiro para escolha de potência óptima: é a partir deste indicador escolhido que será feita a análise da potência óptima a instalar. Os indicadores podem ser o PRI, TIR, VAL e LCOE. De realçar que a taxa de actualização a ser escolhida irá influenciar o calculo segundo o indicador VAL;
- Tipo de projecto: residencial/comercial ou industrial, isto porque a fórmula do calculo da potência contratada é diferente. Para o caso de residencial/comercial a potência contratada é fixa, enquanto que para o caso industrial, a potência contratada é calculada pelo instante em que a potência consumida foi maior nos últimos 12 meses;
- Tipo de seguimento do inversor: o inversor pode fazer um seguimento perfeito, algo não possível de realizar mas é a aproximação ao caso perfeito; e seguimento por patamares como descrito na secção 2.5, a produção encontra-se sempre ligeiramente abaixo do consumo de maneira a garantir que não existe excesso de produção. Esta opção é apenas válida para o regime de auto-consumo directo;

- Intervalo de potência a iterar: o utilizador poderá escolher o intervalo de potências a analisar, tanto o limite inferior como o superior, podendo também escolher o valor da iteração entre potências, isto é, possibilita a iteração painel a painel;
- Tipo de inversor: se inversor central (apenas um inversor) ou multi-inversores, isto é, vários inversores de igual potência;
- Dados relativos aos consumos: tais como a taxa de crescimento anual dos consumos (para o caso de expansão do negócio), taxa de inflação anual da electricidade;
- Dados relativos à produção: a taxa de deterioração anual dos painéis solares, definição da influência da sujidade, diferença entre módulos e perdas de Joule no rendimento da produção.

Figura 4.2: Menu de definições avançadas do projecto.

### 4.1.3 Parâmetros do orçamento

Ainda nesta secção de definições do projecto, na divisão das definições avançadas, existe o botão Orçamento que, se pressionado, abrirá uma janela igual à da figura 4.3. Nesta nova janela, existem uma panóplia de parâmetros que o utilizador pode especificar de maneira a tornar o orçamento proposto o mais exacto possível. Existem parâmetros tais como:

- Painéis fotovoltaicos: parâmetro pode estar definido em €/Wp, pode recorrer-se à base de dados de painéis fotovoltaicos ou então atribuir um valor total, em Euros, para o custo dos painéis fotovoltaicos;

- Inversores: pode estar definido em €/Wp, recorrer-se à base de dados de inversores fotovoltaicos, usar um modelo que foi desenvolvido com auxílio da ferramenta *cftool* do *software Matlab* (contudo este modelo não produz resultados muito fidedignos) ou atribuir-lhe um valor total, em Euros, para o custo dos inversores fotovoltaicos;
- PCM: Módulo de Controlo de Potência (Power Control Module), pode estar definido por preço por inversor, caso se use inversor central ou multi-inversores, por €/Wp ou então definindo-se um valor total, em Euros, para este campo.
- Estrutura: a estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos, mais conhecidos por triângulos. Este campo pode estar definido em €/Wp ou atribuir-lhe um valor total em Euros;
- Encarregado: valor relativo ao estaleiro da obra, pode ser definido em €/Wp ou em valor total, em Euros;
- Projecto e acompanhamento: valor a pagar à empresa que elabora e acompanha o projecto, pode estar definido em €/Wp, valor total, em Euros ou usar uma modelização feita com auxílio da ferramenta *cftool* do *software Matlab*;
- Custos Indirectos: definida em percentagem, custos indirectos relativos à elaboração e implementação do projecto;
- Margem de Lucro: definida em percentagem, margem de lucro da empresa que elabora e implementa o projecto;
- Quadros AC e Controlo: valor a pagar pelos quadros e sistemas de controlo a instalar no projecto. Este valor pode estar definido em €/Wp ou valor total, em Euros;
- Cablagem: valor a pagar por todos os cabos usados no projecto. Como já feito para outras variáveis, para este campo também foi modelado o valor a pagar pelos cabos pois quanto mais Wp estiverem instalados mais caros serão os cabos devido à corrente a que vão estar sujeitos. Este modelo foi desenvolvido com auxílio da ferramenta *cftool* do *software Matlab*. Pode, também estar definido em €/Wp ou valor total, em Euros;
- Canalizações: valor a pagar pelas canalizações e caminhos da cabo a realizar no projecto. Este valor pode estar definido em €/Wp ou valor total, em Euros;
- Transporte de Materiais: valor a pagar relativo à mão de obra de transporte de materiais para o local do projecto. Pode ser definido em €/Wp ou valor total, em Euros;
- Montagem de Estruturas: valor a pagar relativo à mão de obra de montagem das estruturas do projecto. Pode ser definido em €/Wp ou valor total, em Euros;
- Montagem de Painéis: valor a pagar relativo à mão de obra de montagem dos painéis do projecto. Pode ser definido em €/Wp ou valor total, em Euros;

- Instalação Eléctrica: valor a pagar relativo à mão de obra de instalação eléctrica de todo o projecto. Pode ser definido em €/Wp ou valor total, em Euros;
- Logística: este parâmetro pode estar definido €/Wp ou em valor total, em Euros.

Parâmetro	Valor	Unidade/Opção
Painéis:	0.60	€/Wp
Inversores:	0.20	BD
PCM:	102.96	€/Inversor
Estrutura:	0.1177	€/Wp
Encarregado:	0.0238	€/Wp
Projecto e Acompanhamento:	0.5	Modelo
Custos Indirectos:	18	%
Margem de Lucro	10	%
<b>Instalação Eléctrica:</b>		
Quadros AC e Controlo:	0.049375	€/Wp
Cablagem:	0.05	Mod...
Canalizações:	0.009583	€/Wp
<b>Mão de Obra:</b>		
Transporte de Materiais:	0.011955	€/Wp
Montagem de Estruturas:	0.061317	€/Wp
Montagem de Painéis:	0.030782	€/Wp
Instalação Eléctrica:	0.071029	€/Wp
Logística:	0.016461	€/Wp

Guardar Orçamento

Figura 4.3: Menu de definição dos parâmetros relativos ao orçamento do projecto.

## 4.2 Consumos

A definição dos consumos, energia consumida da rede (kWh), de uma habitação, comércio ou indústria não é fácil de fazer, no entanto a EDP Distribuição fornece um serviço de telecontagem em que são retirados dados a cada 15 minutos. A ferramenta informática desenvolvida está definida para receber apenas dados com taxa de amostragem de 15 minutos e assim é compatível com a análise fornecida pela EDP Distribuição sendo possível ser traçado o perfil de consumo a partir desses dados.

Outra possibilidade para ser feita a leitura dos consumos é recorrendo a um analisador de energia a ser instalado no quadro eléctrico da instalação a analisar. Contudo este analisador também deverá fazer uma análise com uma taxa de amostragem de 15 minutos de maneira a ser compatível com a ferramenta desenvolvida. A duração dos dados pode ser variável, sendo que o resultado da iteração de potências será mais fidedigno quanto mais dias de análise houverem, sendo ideal obter dados de um ano completo. No entanto, estes dados podem ser de uma/duas semanas, de um mês ou até mesmo de um ano.

Ambas as maneiras de leitura de dados apresentam-se em formato *Microsoft Office Excel* e a importação dos mesmos para a ferramenta informática é feita com auxílio da

biblioteca POI.

### 4.3 Base de dados

Para a elaboração e desenvolvimento desta ferramenta informática, foi decidido criar uma base de dados em *Java DB* com dois tipos de equipamentos: painéis e inversores. Caso esteja seleccionada a opção *BD* nas definições dos parâmetros do orçamento, é a partir desta base de dados de equipamentos que são escolhidos os painéis e inversores a serem usados na procura da potência óptima. Esta base de dados tem vários parâmetros de caracterização dos painéis e inversores, tais como:

- Painéis: Modelo, Potência, Tensão MPP, Corrente MPP, Tensão em circuito aberto, Corrente de curto circuito, Eficiência, Coeficiente de temperatura, Comprimento, Largura, Preço e NOCT;
- Inversores: Modelo, Potência, Tensão máxima de entrada, Corrente máxima de entrada, Tensão máxima do MPPT, Tensão mínima do MPPT, Preço e Coeficientes para a modelização das curvas de rendimento;

### 4.4 Análise Energética

É neste separador da ferramenta informática que obtemos qual a potência óptima a instalar segundo o indicador seleccionado pelo utilizador nas opções da figura 4.2. Ao seleccionar o botão *Calcula Potência Óptima* o algoritmo correspondente ao indicador seleccionado, é percorrido (fluxograma 3.2, 3.3, 3.4 ou 3.5) e é calculada a potência óptima com base no mesmo. Após achar a potência óptima, é possível visualizar, graficamente, a evolução do indicador escolhido aquando da iteração de potências e também os rácios de auto-consumo e auto-suficiência para a potência óptima escolhida.

É, também, neste separador que é possível fazer uma análise dos consumos e da produção. Esta análise pode ser feita, graficamente, de duas maneiras:

- Mensalmente: visualizar os consumos de cada mês, sendo feita a média dos consumos a cada 15 minutos de todos os dias do mês. Permitindo ao utilizador ter uma ideia do perfil de consumo médio. (Lado esquerdo da figura 4.4)
- Diariamente: visualizar os consumos de cada dia a cada 15 minutos, isto é, apresenta os consumos importados do *Excel* sem que seja feita qualquer operação matemática. (Lado direito da figura 4.4)

É, também, possível fazer a comparação gráfica entre os consumos e a produção. Esta comparação pode ser feita apenas visualizando as duas curvas em simultâneo, pelo diferencial entre as duas ou comparando as energias envolvidas no processo:



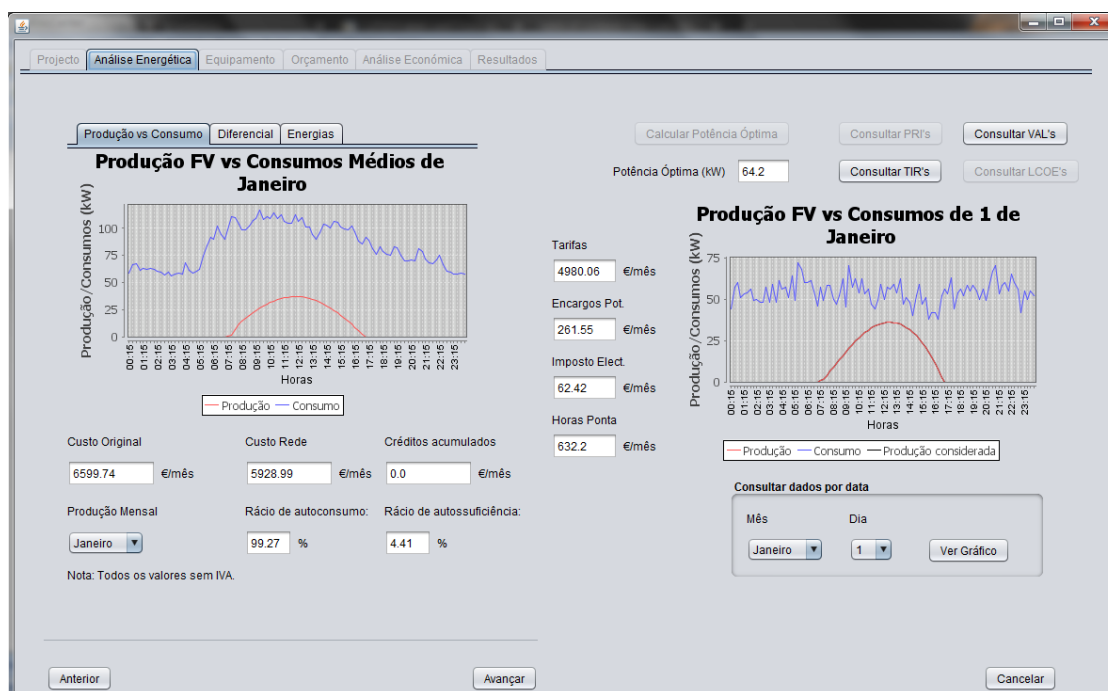


Figura 4.4: Separador da Análise Energética do projecto.

- Energia originalmente consumida da rede;
- Energia produzida pelos módulos fotovoltaicos;
- Energia final consumida da rede, isto é, a diferença entre a energia consumida originalmente e a energia produzida pelos módulos fotovoltaicos.

Para além da visualização das curvas de produção e consumo, neste separador também é possível analisar imediatamente os custos alusivos à factura da electricidade de cada mês dos consumos originais, pós-fotovoltaico e também a poupança proveniente dos módulos instalados. Os valores das facturas encontram-se discriminados em (valores sem IVA):

- Tarifas: custo total nos diversos períodos (pontas, cheias, vazio, super vazio);
- Encargos de potência: custo da potência contratada;
- Horas de ponta: consumo feito em horas de ponta;
- Imposto sobre a electricidade consumida;

## 4.5 Equipamento

Neste separador, 4.5, o utilizador pode ver quais os equipamentos usados (painéis fotovoltaicos e inversores) para a escolha da potência a instalar e para o orçamento caso a opção *BD* tenha sido seleccionada. Aqui é possível, caso se pretenda, fazer a alteração

do painel fotovoltaico e voltar a recalcular a potência óptima para o novo painel fotovoltaico escolhido. O utilizador pode, também, alterar algumas características do módulo fotovoltaico tais como, alterar a sua potência, eficiência, preço, comprimento e largura.

Projecto | Análise Energética | **Equipamento** | Orçamento | Análise Económica | Resultados

Painel fotovoltaico sugerido para a instalação:

Canadian Solar CS6X-300P

☐ Desejo escolher um novo painel

Potência	Eficiência	Preço	Comprimento	Largura
300 W	15.63 %	200.0 €	1.954 m	0.982 m

Inversor sugerido para a potência óptima:

SMA SUNNY TRIPOWER 15000TL

Potência	Max. input voltage	Max. MPP voltage
15.0 kW	1000 V	800 V

Max. input current	Min. MPP voltage
36 A	580 V

Figura 4.5: Separador Equipamento usado no projecto.

## 4.6 Orçamentos

É neste separador que o orçamento é definido segundo a potência óptima encontrada pela ferramenta. Aqui o utilizador pode redefinir os parâmetros, ao seleccionar o botão *Definir Parâmetros*, a janela 4.3 é reaberta e os parâmetros podem ser alterados. Para fazer o recalculo do orçamento, basta ao utilizador seleccionar o botão *Calcular Orçamento* e todo o orçamento é refeito.

## 4.7 Análise Financeira

Neste separador é feita toda a análise financeira do projecto tendo em conta o orçamento definido no separador anterior. Neste ponto da ferramenta informática desenvolvida, a potência óptima já se encontra escolhida e sendo assim não será alterada consoante as definições neste separador. Posto isto, existem várias variáveis que o utilizador pode alterar, tais como:

- Orçamento: o orçamento vem pré definido do separador anterior, onde é calculado segundo vários parâmetros que foram estudados de maneira a tentar encontrar uma maneira de modelizar o orçamento. No entanto o valor total deste orçamento pode ser alterado neste separador.

Equipamento			
	Qtd.	Valor Unitário	Valor Parcial
1. Painéis solares	214	180.0 €	38520.0 €
2. Inversor	3	2421.0 €	7263.0 €
3. PCM	3	102.96 €	308.88 €
4. Estrutura			7556.34 €
5. Instalação Elétrica			
5.1 Quadro AC e sistema de controlo			3169.88 €
5.2 Cablagem			1511.98 €
5.3 Canalizações			615.23 €

Outros Custos	
	Valor Parcial
6. Mão de Obra de Construção Civil e Electricidade	
6.1 Transporte de Materiais	767.51 €
6.2 Montagem de Estrutura	3936.55 €
6.3 Montagem de Painéis	1976.2 €
6.4 Instalação Elétrica	4560.06 €
6.5 Logística	1056.8 €
7. Encarregado	1527.96 €
8. Projecto e Acompanhamento Electrotécnico à Obra	3252.29 €
9. Custos Indirectos	13684.08 €
10. Margem de Lucro	8970.68 €

Alterar o método de cálculo do orçamento: Definir Parâmetros

Actualiza o orçamento: Calcular Orçamento

**Custo Total** 98677.43 €

IVA 23 % 22695.81 €

**Total Final** 121373.24 €

Anterior
Avançar
Cancelar

Figura 4.6: Separador Orçamento do projecto.

- Período de investimento: neste *slider* o utilizador pode definir o período de investimento em anos para o projecto. É para o período indicado que serão refeitos os cálculos para os indicadores TIR, VAL, PRI simples e actualizado e ainda LCOE;
- IVA: como muitas empresas têm a possibilidade de obter o reembolso do IVA pago, é possível o utilizador definir neste separador o seu valor;
- Taxa de actualização: apesar deste parâmetro poder ser definido logo nas definições avançadas do programa aquando da escolha da potência óptima, neste separador, o utilizador poderá alterá-lo e refazer as contas.
- Juros sobre saldo negativo: Juros a pagar caso seja necessário efectuar um empréstimo sobre o valor total do orçamento;
- Custos de Operação e Manutenção: em percentagem, refere-se aos custos de operação e manutenção a pagar anualmente para que o sistema funcione em plenitude. Estes custos já incluem a substituição de equipamento caso seja necessário.

Do lado direito da janela, figura 4.7 podemos observar a evolução, graficamente, dos períodos de recuperação do investimento, tanto o simples como o descontado. Este gráfico de barras representa o acumular de *cashflows*, sendo negativo no início devido ao investimento inicial e passando por zero quando o PRI é atingido.

Ao seleccionar o botão de *Simular Cashflow*, é criada uma tabela onde é mostrado a evolução dos *cashflows*. Nesta tabela temos acesso a uma análise financeira bastante detalhada, para o período de investimento escolhido. É possível ter acesso a dados como:

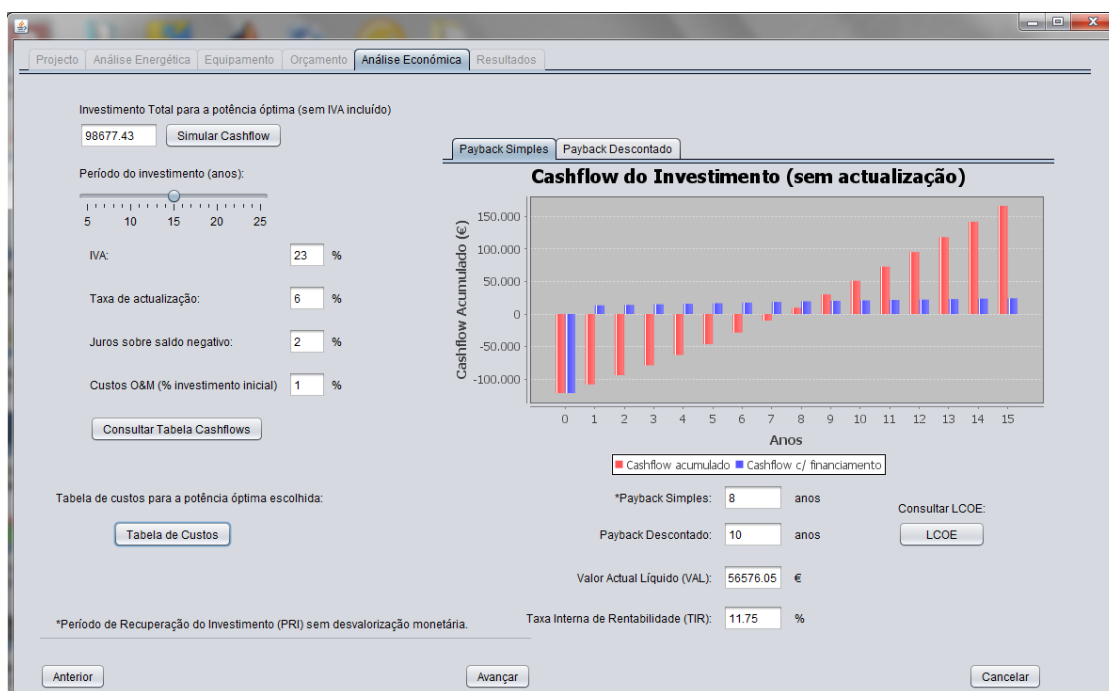


Figura 4.7: Separador da Análise Financeira do projecto.

ano, orçamento, manutenção anual, receitas, saldos sem IVA, IVA, *cashflow* sem financiamento, juros sobre saldo negativo, *cashflow* com financiamento, *cashflow* acumulados, *cashflow* com financiamento acumulado e *cashflow* acumulado actualizado. Esta tabela está ilustrada na figura 4.8.

**Análise Financeira:**

Ano	Obra (€)	Manut. Anual (€)	Receitas (€)	Saldos s/IVA (€)	IVA	CF s/financ. (€)	Juros s.neg. (€)	CF c/financ. (€)	CF acum. (€)	CF c/financ. act. (€)	CF acum. act. (€)
0	98.677,43	986,77		-98.677,43	-22.695,81	-121.373,24		-121.373,24	-121.373,24	-121.373,24	-121.373,24
1			13.853,92	12.967,15	2.959,44	15.826,59	-2.427,46	13.399,13	-107.974,11	12.640,69	-108.732,55
2			14.287,54	13.300,76	3.059,18	16.359,94	-2.159,48	14.200,46	-93.773,65	12.638,36	-96.094,19
3			14.731,26	13.744,48	3.161,23	16.905,71	-1.875,47	15.030,24	-78.743,41	12.619,68	-83.474,51
4			15.183,82	14.197,04	3.265,32	17.462,36	-1.574,87	15.887,49	-62.855,92	12.584,38	-70.890,13
5			15.644,88	14.658,10	3.371,36	18.029,47	-1.257,12	16.772,35	-46.083,57	12.533,28	-58.356,85
6			16.114,53	15.127,75	3.479,38	18.607,14	-921,67	17.685,47	-28.398,10	12.467,56	-45.889,29
7			16.593,97	15.607,20	3.589,66	19.196,85	-567,96	18.628,89	-9.769,21	12.389,28	-33.500,01
8			17.082,65	16.095,87	3.702,05	19.797,93	-195,38	19.603,55	9.833,34	12.298,88	-21.201,13
9			17.581,42	16.594,65	3.816,77	20.411,42		20.411,42	30.244,76	12.081,49	-9.119,64
10			18.090,94	17.104,16	3.933,96	21.038,12		21.038,12	51.282,88	11.747,58	2.627,94
11			18.610,96	17.624,19	4.053,56	21.677,75		21.677,75	72.960,63	11.419,57	14.047,51
12			19.142,35	18.155,58	4.175,78	22.331,38		22.331,38	95.291,99	11.098,00	25.145,51
13			19.685,28	18.698,50	4.300,66	22.999,16		22.999,16	118.291,15	10.782,90	35.928,41
14			20.240,42	19.253,65	4.428,34	23.681,98		23.681,98	141.973,12	10.474,56	46.402,97
15			20.808,25	19.821,47	4.558,94	24.380,41		24.380,41	166.353,55	10.173,09	56.576,06

Ano: Ano do período de investimento

Obra: Investimento inicial

Manut. Anual: Custos de Manutenção e Operação anuais (O&M)

Receitas: Valor das poupanças anuais com o sistema FV instalado (sem IVA)

Saldos s/IVA: Diferença entre Receitas e Despesas (sem IVA)

IVA: Valor do IVA

Juros s.neg.: Juros sobre saldo negativo

CF c/financ.: Cashflow com financiamento (sem actualização)

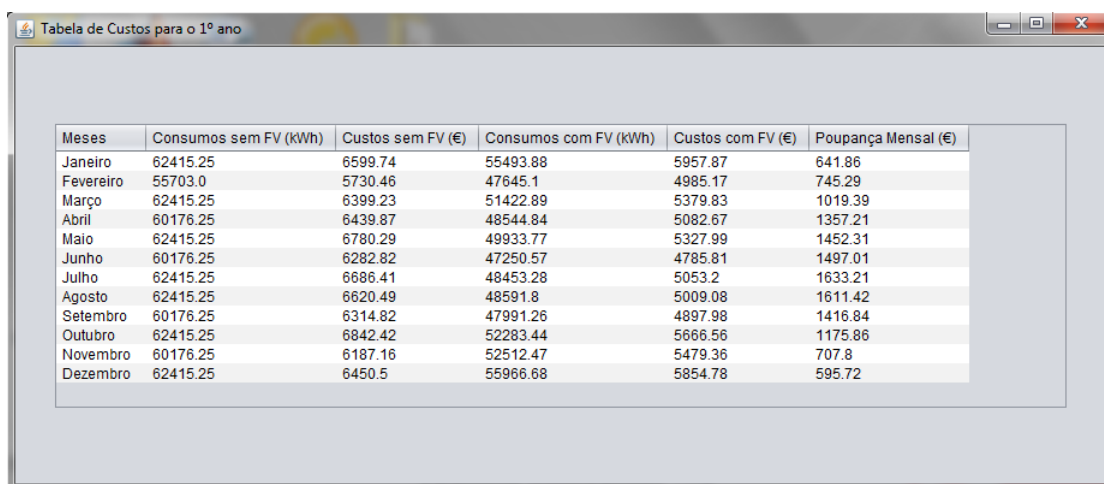
CF acum.: Cashflow acumulado sem actualização

CF c/financ. act.: Cashflow com financiamento actualizado

CF acum. act.: Cashflow acumulado actualizado

Figura 4.8: Tabela dos diferentes *cashflows* do projecto.

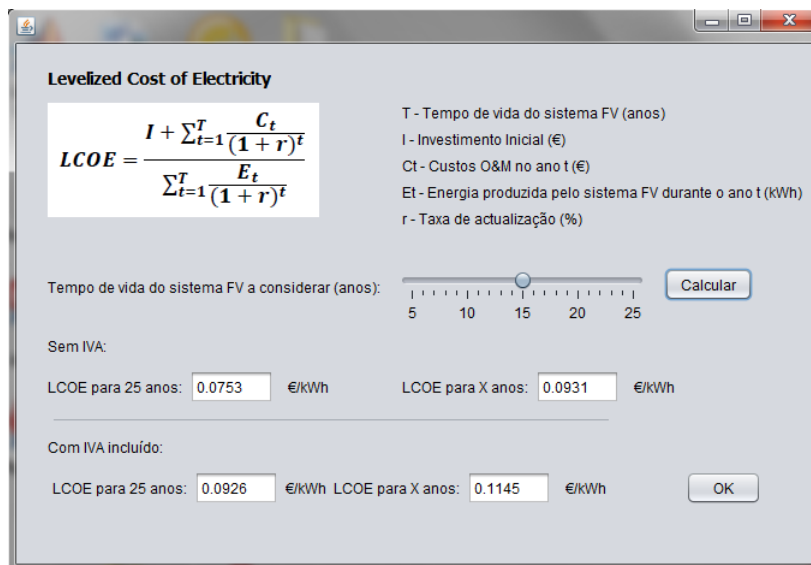
Outro dos botões que pode ser seleccionado neste separador é *Tabela de Custos* onde são apresentados os custos originais, poupanças com fotovoltaico e custos pós-fotovoltaico para os diferentes meses do ano. Esta tabela está ilustrada na figura 4.9.



Meses	Consumos sem FV (kWh)	Custos sem FV (€)	Consumos com FV (kWh)	Custos com FV (€)	Poupança Mensal (€)
Janeiro	62415.25	6599.74	55493.88	5957.87	641.86
Fevereiro	55703.0	5730.46	47645.1	4985.17	745.29
Março	62415.25	6399.23	51422.89	5379.83	1019.39
Abril	60176.25	6439.87	48544.84	5082.67	1357.21
Maio	62415.25	6780.29	49933.77	5327.99	1452.31
Junho	60176.25	6282.82	47250.57	4785.81	1497.01
Julho	62415.25	6686.41	48453.28	5053.2	1633.21
Agosto	62415.25	6620.49	48591.8	5009.08	1611.42
Setembro	60176.25	6314.82	47991.26	4897.98	1416.84
Outubro	62415.25	6842.42	52283.44	5666.56	1175.86
Novembro	60176.25	6187.16	52512.47	5479.36	707.8
Dezembro	62415.25	6450.5	55966.68	5854.78	595.72

Figura 4.9: Tabela dos custos e poupanças mensais do projecto.

Ainda neste separador, figura 4.7, podemos seleccionar o botão *LCOE* que irá abrir uma nova janela ilustrada na figura 4.10. Nesta janela, podemos fazer uma análise do indicador LCOE para diferentes períodos de investimentos que o utilizador pode alterar no *slider*. Esta janela podemos ver: a fórmula do LCOE considerada, visto que existem várias maneiras de a representar; o valor com e sem IVA para o período de investimento seleccionado e ainda para um período de investimento de 25 anos.



**Levelized Cost of Electricity**

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

T - Tempo de vida do sistema FV (anos)  
 I - Investimento Inicial (€)  
 Ct - Custos O&M no ano t (€)  
 Et - Energia produzida pelo sistema FV durante o ano t (kWh)  
 r - Taxa de actualização (%)

Tempo de vida do sistema FV a considerar (anos):  Calcular

Sem IVA:

LCOE para 25 anos:  €/kWh      LCOE para X anos:  €/kWh

Com IVA incluído:

LCOE para 25 anos:  €/kWh      LCOE para X anos:  €/kWh OK

Figura 4.10: Janela de análise do LCOE.

## 4.8 Resumo

Neste separador é feito um resumo de todo o projecto, passando desde qual a potência óptima, módulos fotovoltaicos, inversores fotovoltaicos a instalar. Ao pressionar o botão *Ver gráficos* podemos analisar a evolução gráfica de várias componentes seja antes

da instalação do sistema fotovoltaico (as componentes originais) e após a instalação do sistema fotovoltaico.

- Potência Contratada (kW);
- Potência Contratada (€);
- Potência consumida em horas de ponta (kWh);
- Potência consumida em horas de ponta (€);
- Tarifas (kWh);
- Tarifas (€).

# 5

## Estudos de Caso

Neste capítulo será feita a introdução aos estudos de caso analisados, um comércio e uma indústria, assim como explicados os parâmetros considerados para cada caso. É, também, neste capítulo que são apresentados os resultados das várias simulações efectuadas e comentados os resultados das mesmas.

### 5.1 Comércio

#### 5.1.1 Localização

O comércio usado para este estudo de caso encontra-se situado na vila de Mafra, distrito de Lisboa, tratando-se de uma lavandaria. Sendo que se trata de uma vila no distrito de Lisboa, é de esperar que os valores de irradiância e temperatura desta localização sejam menores do que o estudo de caso da indústria, visto que esta se situa mais a Sul. Esta comparação pode ser feita através da análise da figura 2.1.

#### 5.1.2 Consumos

##### 5.1.2.1 Dados dos Consumos

Os dados dos consumos deste comércio foram obtidos através da instalação de um analisador de energia que foi colocado no quadro geral de electricidade de maneira a obter os dados totais de consumo. Os dados obtidos dizem respeito a um período de sete dias, isto é uma semana de trabalho, incluindo dias úteis e fins-de-semana. Visto os dados tratados terem sido obtidos via um analisador de energia, o formato dos mesmos encontra-se em *Microsoft Office Excel* e com um período de amostragem de 15 minutos encontrando-se, assim, emparelhados com os dados da produção.

De realçar que por se tratar de dados de sete dias existe uma grande limitação relacionada com o volume de trabalho da semana o que irá sobredimensionar ou subdimensionar a instalação, respectivamente. Poderá ainda trazer problemas de sazonalidade pois os dados obtidos respeitam a uma semana do mês de Fevereiro, não sabendo assim qual será o comportamento dos consumos numa semana de Verão.

### 5.1.2.2 Perfil de Consumo

Este comércio, tem um perfil de consumo nos dias úteis que é caracterizado pela figura 5.1 e nos fins-de-semana caracterizado pela figura 5.2.



Figura 5.1: Perfil de consumo do comércio nos dias úteis.

Como se trata de um comércio, os consumos dependerão sempre da quantidade de trabalho que os funcionários tenham para fazer, sendo assim, será difícil encontrar um perfil típico de consumo. Este tipo de comércio, enquadra-se no perfil de consumo G1 da figura 2.11 visto tratar-se de uma prestação de serviços que funciona durante os dias úteis e apenas durante o dia, mais ou menos das 10h30 até às 20h e que aos fins-de-semana apresenta muito pouca actividade laboral, apenas durante a manhã, das 10h30 às 14h.

## 5.1.3 Simulações

Nesta secção serão feitas simulações para encontrar a potência óptima a instalar neste estudo de caso será feita para os diversos indicadores (PRI, TIR, VAL e LCOE) e que irão incidir entre três cenários possíveis: seguimento perfeito (SP); quatro patamares (4P) e dezasseis patamares (16P).

### 5.1.3.1 Definição dos parâmetros das simulações

Para o caso do comércio, foram definidos os parâmetros da tabela 5.1, parâmetros que permaneceram constantes para os três cenários acima definidos. Optou-se por definir o azimuth orientado ligeiramente para oeste, o comércio abre por volta das 10h30 o que faz com que não seja necessário haver produção antes deste período. Assim, a produção fica





Figura 5.2: Perfil de consumo do comércio nos fins-de-semana.

mais direccionada para a tarde e fim de tarde uma vez que o mesmo só encerra por volta das 19h30. Esta configuração fará com que a energia produzida seja melhor aproveitada.

Optou-se, também, por considerar que o comércio não se iria expandir e assim os consumos serão sempre iguais ao longo dos anos do período de investimento. Deste modo, definiu-se uma taxa anual de crescimento de 0%.

Foi definida uma taxa média de inflação anual de cerca de 4% o que é um valor perfeitamente plausível tendo em conta a evolução dos preços da electricidade para consumidores domésticos, onde está inserido este tipo de comércio, que pode ser vista na figura 2.6.

Relativamente aos parâmetros relacionados com o rendimento dos painéis (sujidade, diferença entre módulos e perdas de Joule) assim como a deterioração anual dos painéis fotovoltaicos e taxa de actualização, optou-se por considerar as piores condições de maneira a tentar obter resultados mais fidedignos.

Parâmetro	Comércio
Localização	Maфра
Orientação	40 °
Azimuth	45 °
Taxa anual de crescimento	0%
Taxa de inflação anual de electricidade	4%
Deterioração anual dos painéis fotovoltaicos	1%
Taxa de actualização	6%
Sujidade	4%
Diferença entre módulos	3%
Perdas de Joule	2%

Tabela 5.1: Parâmetros definidos nas simulações do comércio.

Os parâmetros de facturação encontram-se definidos na tabela 5.2, sendo que estes foram disponibilizados pela empresa a que o estudo se refere.

Parâmetro	Comércio
Potência contratada	41,4 kVA
Encargos de Potência	0,05077 €/kW
Imposto sobre electricidade	0,001 €/kWh
Potência horas de ponta	0 €/kWh
Ponta	0,2858 €/kWh
Cheia	0,1437 €/kWh
Vazio	0,0822 €/kWh
Super vazio	0,0822 €/kWh

Tabela 5.2: Parâmetros de facturação usados nas simulações do comércio.

Relativamente aos parâmetros financeiros das simulações, foram tidos em conta os parâmetros da tabela 5.3:

Parâmetro	Valor
IVA	23%
Taxa de actualização	6%
Juros sobre saldo negativo	2%
O&M	1%

Tabela 5.3: Parâmetros financeiros usados nas simulações do comércio.

Estes parâmetros foram definidos de acordo com a situação actual de Portugal visto que actualmente a taxa mais elevada do IVA encontra-se nos 23%, a taxa de actualização foi pensada em estar ligeiramente mais elevada que o real valor da mesma, assim, foi definida em 6%. Os juros sobre saldo negativo são relativos a financiamento bancário, isto é, caso haja necessidade de obter um crédito para o investimento inicial, foi definido a 2%. Os custo de O&M foram definidos a 1% (Spertino et al., 2013).

Para as simulações do comércio foram iteradas potências começadas em 1 kWp e até 25 kWp sendo que o incremento foi feito a cada 300 Wp, desta maneira estamos a iterar como se tratasse de painel a painel, isto se cada painel for de 300 Wp.

Todas as análises para a determinação da potência óptima foram feitas para um período de investimento a 15 anos mas no entanto apresentam-se os valores do TIR, VAL e LCOE para 15 e 25 anos.

A decisão de realizar a procura de potência óptima para um período de investimento de 15 anos prende-se por este ser um período de tempo mais reduzido do que a garantia dada pelos fabricantes dos painéis, 25 anos, uma vez estes garantem que os painéis se encontram a 80% da sua condição inicial para a conversão de energia (Kjaer et al., 2005)

### 5.1.3.2 Resultados da simulação segundo o indicador PRI

Na análise segundo este indicador, a potência óptima é escolhida conforme o algoritmo ilustrado na figura 3.2 e tendo em conta todos os parâmetros definidos na tabela

5.1 e com especial atenção para a taxa de actualização, visto que se trata de uma análise segundo o PRI actualizado. No entanto, na escolha da potência óptima os parâmetros financeiros presentes na tabela 5.3 não são tidos em conta uma vez que estes parâmetros foram idealizados para o utilizador puder alterá-los após a escolha da potência óptima.

Os resultados desta análise estão apresentados na tabela 5.4 e dizem respeito à análise segundo os três cenários possíveis definidos na subsecção 5.1.3.

-	SP	4P	16P
Potência	16,8 kWp	12,6 kWp	12,6 kWp
Rácio de auto-consumo	57,36%	58,32%	60,06%
Rácio de auto-suficiência	13,13%	9,97%	10,27%
PRI Simples	11 anos	11 anos	11 anos
PRI Actualizado	15 anos	15 anos	15 anos
Investimento Inicial	32818,32 €	24869,17 €	24869,17 €
O&M	266,82 €	202,19 €	202,19 €
<b>Investimento a 15 anos</b>			
TIR	6,12 %	6,16 %	6,61 %
VAL	304,76 €	303,75 €	1140,43 €
LCOE	0,2271 €/kWh	0,2264 €/kWh	0,2199 €/kWh
<b>Investimento a 25 anos</b>			
TIR	10,17%	10,18%	10,51%
VAL	17799,94 €	13461,31 €	14604,07 €
LCOE	0,1835 €/kWh	0,1830 €/kWh	0,1777 €/kWh

Tabela 5.4: Simulação segundo o indicador PRI para o comércio com um período de investimento de 15 e 25 anos. Nota: Todos os valores já incluem IVA. Legenda: SP - Seguimento Perfeito; 4P - 4 Patamares; 16P - 16 Patamares.

### 5.1.3.3 Resultados da simulação segundo o indicador TIR

Na análise segundo este indicador, a potência óptima é escolhida conforme o algoritmo ilustrado na figura 3.3 e tendo em conta os parâmetros definidos na tabela 5.1 excepto a taxa de actualização que não é necessária para o cálculo deste indicador. No entanto, na escolha da potência óptima os parâmetros financeiros presentes na tabela 5.3 não são tidos em conta uma vez que estes parâmetros foram idealizados para o utilizador poder alterá-los após a escolha da potência óptima.

Os resultados desta análise estão apresentados na tabela 5.5 e dizem respeito à análise segundo os três cenários possíveis definidos na subsecção 5.1.3.

### 5.1.3.4 Resultados da simulação segundo o indicador VAL

Na análise segundo este indicador, a potência óptima é escolhida conforme o algoritmo ilustrado na figura 3.4 e tendo em conta todos os parâmetros definidos na tabela

-	SP	4P	16P
Potência	9,9 kWp	8,4 kWp	9,9 kWp
Rácio de auto-consumo	63,09%	61,97%	62,16%
Rácio de auto-suficiência	8,52%	7,10%	8,39%
PRI Simples	10 anos	11 anos	10 anos
PRI Actualizado	14 anos	15 anos	14 anos
Investimento Inicial	19908,58 €	17128,09 €	19908,58 €
O&M	161,86 €	139,25 €	161,86 €
<b>Investimento a 15 anos</b>			
TIR	7,12%	6,59%	6,88%
VAL	1688,16 €	754,43 €	1326,00 €
LCOE	0,2123 €/kWh	0,2192 €/kWh	0,2155 €/kWh
<b>Investimento a 25 anos</b>			
TIR	10,89%	10,47%	10,70%
VAL	12698,65 €	9897,12 €	12178,87 €
LCOE	0,1716 €/kWh	0,1771 €/kWh	0,1742 €/kWh

Tabela 5.5: Simulação segundo o indicador TIR para o comércio com um período de investimento de 15 e 25 anos. Nota: Todos os valores já incluem IVA. Legenda: SP - Seguimento Perfeito; 4P - 4 Patamares; 16P - 16 Patamares.

5.1 e em especial atenção para a taxa de actualização, visto que a variação deste parâmetro influencia bastante o VAL da potência iterada e assim a determinação da potência óptima. No entanto, na escolha da potência óptima os parâmetros financeiros presentes na tabela 5.3 não são tidos em conta uma vez que estes parâmetros foram idealizados para o utilizador puder alterá-los após a escolha da potência óptima.

Os resultados desta análise estão apresentados na tabela 5.6 e dizem respeito à análise segundo os três cenários possíveis definidos na subsecção 5.1.3.

#### 5.1.3.5 Resultados da simulação segundo o indicador LCOE

Apesar do LCOE não se tratar de um indicador financeiro, resolveu-se fazer as mesmas simulações para os restantes indicadores financeiros. Assim, a potência óptima é escolhida conforme o algoritmo ilustrado na figura 3.5 e tendo em conta todos os parâmetros definidos na tabela 5.1. Os parâmetros financeiros definidos na tabela 5.3 não terão qualquer influência nesta análise pois não têm peso na produção de energia.

Os resultados desta análise estão apresentados na tabela 5.7 e dizem respeito à análise segundo os três cenários possíveis definidos na subsecção 5.1.3.

### 5.1.4 Discussão de resultados

#### 5.1.4.1 Segundo o indicador PRI

Fazendo uma análise à simulação feita segundo este indicador, tabela 5.4, vê-se que o PRI simples é de 11 anos e o actualizado de 15 anos, períodos demasiado elevados uma

-	SP	4P	16P
Potência	17,4 kWp	12,6 kWp	12,6 kWp
Rácio de auto-consumo	56,69%	58,32%	60,06%
Rácio de auto-suficiência	13,52%	9,97%	10,27%
PRI Simples	11 anos	11 anos	11 anos
PRI Actualizado	15 anos	15 anos	15 anos
Investimento Inicial	34008,66 €	24869,17 €	24869,17 €
O&M	276,49 €	202,19 €	202,19 €
<b>Investimento a 15 anos</b>			
TIR	6,03%	6,16%	6,61%
VAL	82,22 €	303,75 €	1140,43 €
LCOE	0,2284 €/kWh	0,2264 €/kWh	0,2199 €/kWh
<b>Investimento a 25 anos</b>			
TIR	10,10%	10,18%	10,51%
VAL	18160,11 €	13461,31 €	14604,07 €
LCOE	0,1846 €/kWh	0,1830 €/kWh	0,1777 €/kWh

Tabela 5.6: Simulação segundo o indicador VAL para o comércio com um período de investimento de 15 e 25 anos. Nota: Todos os valores já incluem IVA. Legenda: SP - Seguimento Perfeito; 4P - 4 Patamares; 16P - 16 Patamares.

vez que a análise foi feita para um período de investimento de 15 anos, sendo que, assim, o *prosumer* não terá tempo para que o investimento dê lucro. Podemos concluir que o sistema se encontra algo sobredimensionado uma vez que para os três cenários estudados, o rácio de auto-consumo directo encontra-se entre os 57% e os 60%, o que significa um desperdício na produção de energia na ordem dos 40%, demasiado elevado para os níveis de investimento.

De notar que o TIR, para os três cenários, encontra-se apenas ligeiramente acima dos 6%, valor da taxa de actualização utilizada nas simulações, o que irá resultar em VAL de baixo valor para os diferentes cenários, 304,76 € para SP, 303,75 € para 4P e 1140,43 € para 16P. Podemos concluir que, para o cenário de 16P a potência instalada, 12,6 kWp, sendo a mesma que para 4P, ser menor do que para SP, 16,8 kWp, e de SP ser o cenário ideal, os resultados indicam que o melhor cenário será o de 16P pois apresenta um TIR e VAL mais elevados. É ainda neste cenário que o LCOE apresenta o valor mais baixo na análise segundo este indicador. De notar que é também neste cenário que é atingido um maior rácio de auto-consumo directo e em que o orçamento e custo de O&M têm o valor mais baixo, a par com o cenário de 4P.

Para concluir, verifica-se que ao fim de 25 anos não se obtém um lucro igual ou superior ao investimento inicial, assim, caso o *prosumer* deseje reinvestir, é necessário recorrer a um crédito bancário para financiar o investimento.

-	SP	4P	16P
Potência	5,1 kWp	5,1 kWp	5,1 kWp
Rácio de auto-consumo	66,08%	63,82%	64,98%
Rácio de auto-suficiência	4,54%	4,38%	4,46%
PRI Simples	10 anos	11 anos	10 anos
PRI Actualizado	14 anos	15 anos	14 anos
Investimento Inicial	10554,51 €	10554,51 €	10554,51 €
O&M	85,81 €	85,81 €	85,81 €
<b>Investimento a 15 anos</b>			
TIR	7,13%	6,57%	6,85%
VAL	897,54 €	452,26 €	673,59 €
LCOE	0,2114 €/kWh	0,2188 €/kWh	0,2150 €/kWh
<b>Investimento a 25 anos</b>			
TIR	10,89%	10,46%	10,67%
VAL	6719,46 €	6075,42 €	6396,17 €
LCOE	0,1708 €/kWh	0,1769 €/kWh	0,1737 €/kWh

Tabela 5.7: Simulação segundo o indicador LCOE para o comércio com um período de investimento de 15 e 25 anos. Nota: Todos os valores já incluem IVA. Legenda: SP - Seguimento Perfeito; 4P - 4 Patamares; 16P - 16 Patamares.

#### 5.1.4.2 Segundo o indicador TIR

A partir deste indicador, podemos verificar, pela tabela 5.5, que como seria de esperar, o melhor TIR é atingido no cenário de SP, 7,12%, com 9,9 kWp instalados, ficando ligeiramente acima para o cenário de 16P, 6,88%, com 9,9 kWp instalados e este ainda acima do cenário de 4P, 6,59%, com 8,4 kWp instalados. De notar que, mesmo para o cenário ideal, SP, o TIR para investimento a 15 anos, encontra-se apenas 1,12% acima do valor da taxa de actualização usada nas simulações, 6%.

Deste modo, como ilustra a tabela, o PRI actualizado será de 14 anos para SP, 15 anos para 4P e 14 anos para 16P, o que mostra que o investimento estará recuperado mas devido aos TIR serem baixos, o lucro será também baixo. É possível verificar esta situação olhando para os VAL dos diferentes cenários desta simulação. O lucro no cenário SP, 4P e 16P seria de 1688,16 €, 754,43 € e 1326,00 €, respectivamente.

Para o mesmo orçamento, 19908,58 € e os mesmos custos de O&M, 161,86 € existe apenas uma diferença, entre o cenário de SP e 16P de 362,16 € ao fim de 15 anos e 519,78 € ao fim de 25 anos. De notar ainda, que para este indicador, nos diferentes cenários, o rácio de auto-consumo directo encontra-se acima dos 60%, barreira que para o indicador PRI era apenas atingida para os 16P. Tal como para o indicador PRI, verifica-se que ao fim de 25 anos, o *prosumer* terá de recorrer a financiamento caso deseje investir novamente neste produto financeiro.

### 5.1.4.3 Segundo o indicador VAL

Com base na tabela 5.6 podemos verificar que os resultados obtidos nas simulações segundo o indicador VAL são semelhantes aos obtidos nas simulações segundo o indicado PRI, em particular, para os cenários de 4P e 16P a potência óptima a instalar é a mesma, 12,6 kWp, sendo apenas ligeiramente superior no cenário SP em que a potência óptima é de 17,4 kWp, apenas 600 Wp a mais que os 16,8 kWp da simulação segundo o indicador PRI.

O melhor VAL é atingido, para um investimento a 15 anos e para o cenário de 16P, com um valor de 1140,43 €, em que para o cenário ideal, SP, atinge apenas 82,22 € e para o cenário 4P atinge 303,75 €. A partir destes resultados podemos concluir que apesar de para o cenário SP, apesar de o VAL ser positivo, num período de 15 anos, o valor encontra-se bastante próximo de zero o que afastará qualquer investidor deste modelo. Ainda neste cenário de SP, verifica-se que o TIR é praticamente igual à taxa de actualização usada nas simulações, assim, verifica-se o facto de o VAL ser de apenas 82,22 €.

Podemos verificar que o cenário mais rentável seria o de 16P que, apesar de não ser o cenário ideal, é aquele que apresenta um VAL mais elevado. Este fenómeno deve-se ao facto de quando da iteração de potências os parâmetros incluídos na tabela 5.3 não serem levados em conta no algoritmo da procura da potência óptima. Como consequência, os resultados para a potência óptima encontrada são agravados devido à influência destes parâmetros financeiros.

## 5.2 Indústria

### 5.2.1 Localização

Neste estudo de caso foram usados dados de uma indústria onde os consumos são mais elevados e durante o dia altura de maior actividade laboral. Essa indústria está situada em Vila Nova de Milfontes, distrito de Beja, localização que está exposta a elevados níveis de irradiância, como pode ser visto pela figura 2.1, no entanto como se situa no litoral não estará tão sujeita a temperaturas tão elevadas que poderiam prejudicar a eficiência dos painéis fotovoltaicos.

### 5.2.2 Consumos

#### 5.2.2.1 Dados de Consumo

Os dados do consumo da indústria são relativos a nove meses do ano de 2012, concretamente a dos meses de Janeiro, Fevereiro, Março, Abril, Maio, Junho, Julho, Outubro e Novembro, faltando os dados dos meses de Agosto, Setembro e Dezembro. Assim, os dados, que podem ser importados para a ferramenta informática desenvolvida pois estão em formato *Microsoft Office Excel*, dizem respeito a uma análise feita a cada 15 minutos

dos consumos da indústria, encontrando-se assim emparelhados com os dados da produção que se encontram com o mesmo espaçamento.

É importante, realçar, que ter dados do consumo de um ano inteiro é importante aquando de uma análise deste tipo pois resultados mais fidedignos. A falta de dados de alguns meses pode trazer algumas incertezas ao projecto tais como o comportamento sazonal Verão/Inverno.

### 5.2.2.2 Perfil de Consumo

Esta indústria, tem um perfil de consumo nos dias úteis que é caracterizado pela figura 5.3 e nos fins-de-semana caracterizado pela figura 5.4.

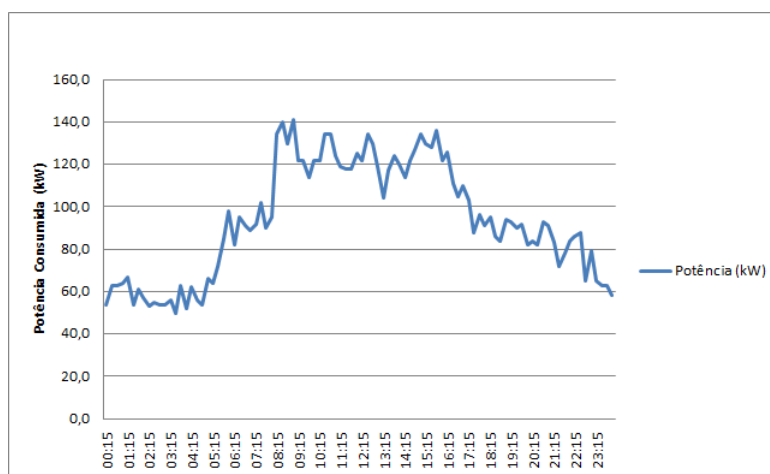


Figura 5.3: Perfil de consumo da indústria nos dias úteis.

Pela análise das figuras 5.3 e 5.4 é fácil verificar, como seria esperado, que os consumos nos dias úteis são bastante superiores que nos fins-de-semana. De notar que o perfil 5.4 é bastante constante ao longo do dia.

Ao compararmos as figuras 5.3 e 5.4 com a figura 2.11 podemos ver que a indústria em análise se enquadra no perfil de consumo G3 e, segundo a SMA, podemos esperar altos níveis de auto-consumo directo.

### 5.2.3 Simulações

Nesta secção serão feitas simulações para encontrar a potência óptima a instalar neste estudo de caso que será feita para os diversos indicadores (PRI, TIR, VAL e LCOE) e que irão incidir entre três cenários possíveis: seguimento perfeito; quatro patamares e dezasseis patamares.

#### 5.2.3.1 Definição dos parâmetros das simulações

Para o caso da indústria, foram definidos os parâmetros da tabela 5.8, parâmetros que permaneceram constantes para os três cenários acima definidos.

Definiu-se que a indústria teria uma taxa de crescimento de cerca de 2% ao ano, pelo



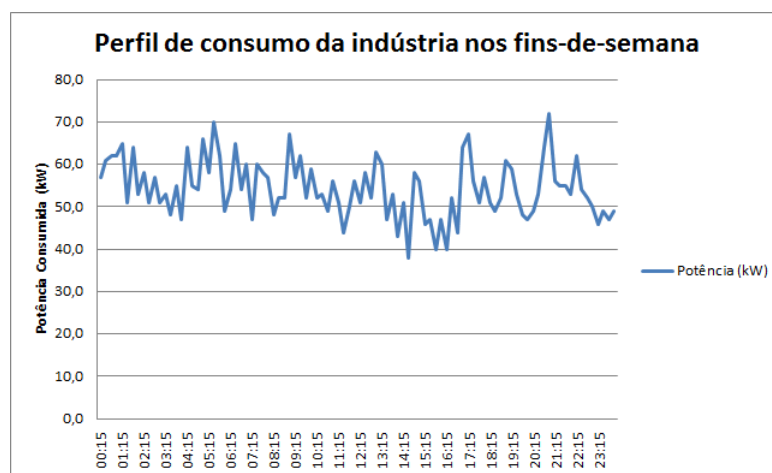


Figura 5.4: Perfil de consumo da indústria nos fins-de-semana.

que, os consumos aumentarão anualmente, e consequentemente a factura da electricidade. Este crescimento nos consumos foi considerado face à possibilidade de crescimento do negócio ou expansão da fábrica.

Foi definida uma taxa média de inflação anual de cerca de 4% o que é um valor perfeitamente plausível tendo em conta a evolução os preços da electricidade para consumidores industriais, que pode ser vista na figura 2.6.

Relativamente aos parâmetros relacionados com o rendimento dos painéis (sujidade, diferença entre módulos e perdas de Joule) assim como a deterioração anual dos painéis fotovoltaicos e a taxa de actualização, optou-se por considerar as piores condições de maneira a tentar obter resultados fidedignos.

Parâmetro	Indústria
Localização	Vila Nova de Milfontes
Orientação	38 °
Azimuth	25 °
Taxa anual de crescimento	2%
Taxa de inflação anual de electricidade	4%
Deterioração anual dos painéis fotovoltaicos	1%
Taxa de actualização	6%
Sujidade	4%
Diferença entre módulos	3%
Perdas de Joule	2%

Tabela 5.8: Parâmetros definidos nas simulações da indústria.

Os parâmetros de facturação encontram-se definidos na tabela 5.9, estes foram definidos tendo em conta que a indústria está ligado por Média Tensão (MT). A potência contratada foi determinada tendo em conta os dados dos consumos e qual o máximo atingido. Foram considerados, assim, valores médios de facturação neste regime.

Relativamente aos parâmetros financeiros das simulações, foram tidos em conta os

Parâmetro	Indústria
Potência contratada	292,95 kVA
Encargos de Potência	0,0288 €/kW
Imposto sobre electricidade	0,001 €/kWh
Potência horas de ponta	0,2476 €/kWh
Ponta	0,099608 €/kWh
Cheia	0,094192 €/kWh
Vazio	0,083143 €/kWh
Super vazio	0,076738 €/kWh

Tabela 5.9: Parâmetros de facturação usados nas simulações da indústria.

parâmetros da tabela 5.10:

Parâmetro	Valor
IVA	23%
Taxa de actualização	6%
Juros sobre saldo negativo	2%
O&M	1%

Tabela 5.10: Parâmetros financeiros usados nas simulações do comércio.

Estes parâmetros foram definidos de acordo com a situação actual de Portugal visto que actualmente a taxa mais elevada do IVA encontra-se nos 23%, a taxa de actualização foi pensada em estar ligeiramente mais elevada que o real valor da mesma, assim, foi definida em 6%. Os juros sobre saldo negativo são relativos a financiamento bancário, isto é, caso haja necessidade de obter um crédito para o investimento inicial, foi definido a 2%. Os custo de O&M foram definidos a 1% (Spertino et al., 2013).

Para as simulações da indústria foram iteradas potências começadas em 1 kWp e até 200 kWp sendo que o incremento foi feito a cada 300 Wp, desta maneira estamos a iterar como se tratasse de painel a painel, isto se cada painel for de 300 Wp.

Todas as análises para a determinação da potência óptima foram feitas para um período de investimento a 15 anos mas no entanto apresentam-se os valores do TIR, VAL e LCOE para 15 e 25 anos.

A decisão de realizar a procura de potência óptima para um período de investimento de 15 anos prende-se por este ser um período de tempo mais reduzido do que a garantia dada pelos fabricantes dos painéis, 25 anos, uma vez estes garantem que os painéis se encontram a 80% da sua condição inicial para a conversão de energia (Kjaer et al., 2005).

### 5.2.3.2 Resultados da simulação segundo o indicador PRI

Na análise segundo este indicador, a potência óptima é escolhida seguindo o algoritmo ilustrado na figura 3.2 e tendo em conta todos os parâmetros definidos na tabela 5.8 e com especial atenção para a taxa de actualização, visto que se trata de uma análise segundo o PRI actualizado. No entanto, na escolha da potência óptima os parâmetros financeiros presentes na tabela 5.10 não são tidos em conta uma vez que estes foram idealizados para o utilizador poder alterá-los após a potência óptima ter sido encontrada pela ferramenta informática.

Os resultados desta análise estão apresentados na tabela 5.11 e dizem respeito à análise segundo os três cenários possíveis definidos na subsecção 5.1.3.

-	SP	4P	16P
Potência	64,2 kWp	64,2 kWp	64,2 kWp
Rácio de auto-consumo	91,67%	89,21%	91,06%
Rácio de auto-suficiência	4,61%	4,49%	4,58%
PRI Simples	8 anos	9 anos	8 anos
PRI Actualizado	11 anos	11 anos	11 anos
Investimento Inicial	121373,24 €	121373,24 €	121373,24 €
O&M	986,77 €	986,77 €	986,77 €
<b>Investimento a 15 anos</b>			
TIR	10,98%	10,61%	10,89%
VAL	48731,13 €	44968,33 €	47805,3 €
LCOE	0,1208 €/kWh	0,1241 €/kWh	0,1215 €/kWh
<b>Investimento a 25 anos</b>			
TIR	13,99%	13,70%	13,92%
VAL	133703,65 €	128963,56 €	132532,00 €
LCOE	0,0975 €/kWh	0,1002 €/kWh	0,0983 €/kWh

Tabela 5.11: Simulação segundo o indicador PRI para a indústria com um período de investimento de 15 e 25 anos. Nota: Todos os valores já incluem IVA. Legenda: SP - Seguimento Perfeito; 4P - 4 Patamares; 16P - 16 Patamares.

### 5.2.3.3 Resultados da simulação segundo o indicador TIR

Na análise segundo este indicador, a potência óptima é escolhida seguindo o algoritmo ilustrado na figura 3.3 e tendo em conta os parâmetros definidos na tabela 5.8 excepto a taxa de actualização que não é necessária para o cálculo deste indicador. No entanto, na escolha da potência óptima os parâmetros financeiros presentes na tabela 5.10 não são tidos em conta uma vez que estes parâmetros foram idealizados para o utilizador poder alterá-los após a escolha da potência óptima.

Os resultados desta análise estão apresentados na tabela 5.12 e dizem respeito à análise segundo os três cenários possíveis definidos na subsecção 5.1.3.

-	SP	4P	16P
Potência	21,3 kWp	21,3 kWp	21,3 kWp
Rácio de auto-consumo	97,60%	96,90%	97,41%
Rácio de auto-suficiência	1.63%	1.62%	1.63%
PRI Simples	8 anos	8 anos	8 anos
PRI Actualizado	10 anos	10 anos	10 anos
Investimento Inicial	40356,39 €	40356,39 €	40356,39 €
O&M	328,10 €	328,10 €	328,10 €
<b>Investimento a 15 anos</b>			
TIR	11,83%	11,73%	11,81%
VAL	19079,77 €	18725,21 €	18992,59 €
LCOE	0,1137 €/kWh	0,1145 €/kWh	0,1139 €/kWh
<b>Investimento a 25 anos</b>			
TIR	14,65 %	14,56 %	14,63 %
VAL	47953,79 €	47513,63 €	47845,96 €
LCOE	0,0919 €/kWh	0,0925 €/kWh	0,0920 €/kWh

Tabela 5.12: Simulação segundo o indicador TIR para a indústria com um período de investimento de 15 e 25 anos. Nota: Todos os valores já incluem IVA. Legenda: SP - Seguimento Perfeito; 4P - 4 Patamares; 16P - 16 Patamares.

Ainda numa análise segundo este indicador, foi feita uma simulação considerando apenas os consumos do mês de Janeiro, isto é, todos os meses do ano teriam consumos iguais ao do mês de Janeiro. Esta análise foi idealizada devido ao problema da sazonalidade, deste modo, a indústria teria consumos constantes ao longo de todo o ano. Os resultados desta simulação encontram-se na tabela 5.13.

-	SP	4P	16P
Potência	57,0 kWp	28,5 kWp	28,5 kWp
Rácio de auto-consumo	99,70%	100,00%	100,00%
Rácio de auto-suficiência	3,98%	2,00%	2,00%
PRI Simples	8 anos	8 anos	8 anos
PRI Actualizado	10 anos	10 anos	10 anos
Investimento Inicial	107746,27 €	53934,34 €	53934,34 €
O&M	875,99 €	438,49 €	438,49 €
<b>Investimento a 15 anos</b>			
TIR	12,33%	12,33%	12,33%
VAL	55658,91 €	27825,52 €	27825,52 €
LCOE	0,1107 €/kWh	0,1105 €/kWh	0,1105 €/kWh
<b>Investimento a 25 anos</b>			
TIR	15,06%	15,05%	15,05%
VAL	134764,11 €	67376,24 €	67376,24 €
LCOE	0,0894 €/kWh	0,0893 €/kWh	0,0893 €/kWh

Tabela 5.13: Análise segundo o indicador TIR para um período de investimento de 15 e 25 anos em que todos os meses são Janeiro. Nota: Todos os valores já incluem IVA. Legenda: SP - Seguimento Perfeito; 4P - 4 Patamares; 16P - 16 Patamares.

### 5.2.3.4 Resultados da simulação segundo o indicador VAL

Na análise segundo este indicador, a potência óptima é escolhida seguindo o algoritmo ilustrado na figura 3.4 e tendo em conta todos os parâmetros definidos na tabela 5.8 e em especial atenção para a taxa de actualização, visto que a variação deste parâmetro influencia bastante o VAL da potência iterada e assim a determinação da potência óptima. No entanto, na escolha da potência óptima os parâmetros financeiros presentes na tabela 5.10 não são tidos em conta uma vez que estes parâmetros foram idealizados para o utilizador poder alterá-los após a escolha da potência óptima.

Os resultados desta análise estão apresentados na tabela 5.14 e dizem respeito à análise segundo os três cenários possíveis definidos na subsecção 5.1.3.

-	SP	4P	16P
Potência	142,8 kWp	114,0 kWp	128,4 kWp
Rácio de auto-consumo	75,29%	75,93%	76,94%
Rácio de auto-suficiência	8,45%	6,80%	7,74%
PRI Simples	10 anos	10 anos	10 anos
PRI Actualizado	13 anos	13 anos	13 anos
Investimento Inicial	268953,23 €	215002,88 €	242125,29 €
O&M	2186,61 €	1747,99 €	1968,50 €
<b>Investimento a 15 anos</b>			
TIR	8,44%	8,59%	8,69%
VAL	52037,60 €	44233,64 €	51694,57 €
LCOE	0,1461 €/kWh	0,1450 €/kWh	0,1435 €/kWh
<b>Investimento a 25 anos</b>			
TIR	12,09%	12,20%	12,27%
VAL	228568,20 €	185751,36 €	211396,52 €
LCOE	0,1181 €/kWh	0,1172 €/kWh	0,1160 €/kWh

Tabela 5.14: Simulação segundo o indicador VAL para a indústria com um período de investimento de 15 e 25 anos. Nota: Todos os valores já incluem IVA. Legenda: SP - Seguimento Perfeito; 4P - 4 Patamares; 16P - 16 Patamares.

### 5.2.3.5 Resultados da simulação segundo o indicador LCOE

No decorrer das simulações para encontrar a potência óptima a instalar segundo o indicador LCOE, verificou-se que a potência óptima a instalar é a mesma independentemente de qual dos três cenários escolhido. Essa potência é de 21.3 kWp, a mesma que para o indicador TIR e, sendo assim, a tabela seria igual à tabela 5.12, referente ao indicador TIR.

## 5.2.4 Discussão de resultados

### 5.2.4.1 Segundo o indicador PRI

Segundo este indicador e a tabela de resultados das simulações 5.11, conclui-se que a potência óptima para os diferentes cenários é a mesma, 64,2 kWp sendo o PRI actualizado também igual para os diferentes cenários, 11 anos. Sendo assim, para um período de investimento de 15 anos, e sendo o investimento recuperado ao fim de 11 anos, restam 4 anos para gerar lucro.

Nestas simulações, os rácios de auto-consumo directo encontram-se a rondar os 90% o que denota que cerca de 10% da energia é desperdiçada, o que poderá demonstrar que o sistema se encontra algo sobredimensionado.

Tendo em conta o investimento inicial igual para os diferentes cenários de 121373,24 €, apresenta um TIR, a 15 anos, 10,98% para o cenário de SP, 10,61% para o cenário de 4P, 10,89% para o cenário de 16P, o que faz com que haja uma diferença de praticamente 5% para a taxa de actualização. Esta diferença é mostrada no parâmetro VAL, a 15 anos que mostra um valor de 48731,13 € para SP, 44968,33 € para 4P e 47805,30 € para 16P.

Apesar de o VAL atingir valores a 15 anos bastante interessantes há que ter em conta o valor do investimento inicial, que é igual para os cenários de SP, 4P e 16P, 121373,24 €.

Pela mesma tabela observa-se que o parâmetro LCOE, para um período de 15 anos, para SP, 4P e 16P é, respectivamente, 0,1208 €/kWh, 0,1241 €/kWh e 0,1215 €/kWh. Pela análise da figura 2.5 verificamos que estes preços se encontram abaixo dos preços praticados pelas companhias de electricidade em Portugal, valor que andarà à volta dos 0,14 €/kWh.

De realçar que, tendo em vista um período de investimento de 25 anos, em qualquer dos cenários, no fim do investimento, caso o *prosumer* deseje, poderá reinvestir no mesmo modelo sem recorrer a financiamento uma vez que o VAL para SP, 4P e 16P é, respectivamente, 133703,65 €, 128963,56 € e 132532,00 €, passando assim o valor do investimento inicial.

### 5.2.4.2 Segundo o indicador TIR

Com base na análise da tabela 5.12, conclui-se que a potência óptima é a mesma, 21,3 kWp, independentemente do cenário escolhido sendo que o PRI actualizado também o mesmo, 10 anos. Posto isto, o *prosumer* terá ainda 5 anos para lucrar no investimento realizado.

Segundo este indicador, os rácios de auto-consumo directo atingem valores bastante altos em que apenas mais ou menos 3% da energia é desperdiçada. A partir deste parâmetro conclui-se que o sistema se encontra bem dimensionado uma vez que não é desejável haver uma elevada percentagem de energia desperdiçada.

O melhor TIR, a 15 anos, é atingido, como esperado para o caso SP, 11,83%, estando apenas 0,02% acima do TIR para o cenário 16P, 11,81% e 0,10% acima para o cenário de 4P. Nestas simulações os TIR, para os diferentes cenários, encontram-se quase 6% acima

da taxa de actualização o que torna o investimento, apesar de a longo prazo, bastante rentável. Esta diferença entre a taxa de actualização e o TIR é mostrada no parâmetro VAL, a 15 anos, que indica para o cenário SP 19079,77 €, para 4P 18725,21 € e para 16P 18992,59 €.

Os valores do VAL tornam-se, assim, interessantes quando comparados com o investimento inicial, que é o mesmo para os 3 cenários considerados, 40356,39 €. Ao fim de 15 anos, o lucro deste investimento já é, praticamente, metade do investimento inicial, sendo que ao fim de 25 anos, o lucro deste investimento já é superior ao investimento inicial o que faz com que, caso pretenda, o *prosumer* seja capaz de voltar a investir no mesmo modelo sem que tenha de recorrer a financiamento. O valor do VAL a 25 anos é, para SP, 4P e 16, respectivamente, 47953,79 €, 47513,33 € e 47845,96 €.

Pela mesma tabela observa-se que o parâmetro LCOE, para um período de 15 anos, para SP, 4P e 16P é, respectivamente, 0,1137 €/kWh, 0,1145 €/kWh e 0,1139 €/kWh. Pela análise da figura 2.5 vemos que estes preços se encontram abaixo dos preços praticados pelas companhias de electricidade em Portugal, valor que andarà à volta dos 0,14 €/kWh.

Ainda com este indicador foi realizada uma simulação em que os consumos de todos os meses eram iguais aos consumos do mês de Janeiro. A partir da tabela 5.13 concluímos que com a eliminação do factor sazonalidade, o valor da potência óptima aumenta para 57,0 kWp para o cenário SP, 28,5 kWp para 4P e 16P. Verifica-se que deste modo a potência óptima a instalar para a situação SP mais que duplica realçando, assim, a importância de ter o maior número de dados possíveis para que os resultados sejam o mais fidedignos possíveis.

Com estes dados, verificamos que o rácio do auto-consumo directo atinge o valor ideal de 100% nas situações de 4P e 16P, ficando apenas a 0,3% desse valor no cenário SP. Apesar desta diferença mínima, o TIR apresentado para estes cenários é o mesmo, 12,33%, o que levará a que o VAL atinja os valores, 55658,91 € para SP, 27825,52 € para 4P e 16P. Tendo em conta o investimento inicial, 107746,27 € para SP, 53934,34 € para 4P e 16P, o VAL, a 15 anos, em todos os cenários atinge valores superiores a 50% do investimento inicial. Sendo que o VAL, a 25 anos, ultrapassa em todos os cenários o valor do investimento inicial, sendo assim, possível ao *prosumer* voltar a investir no mesmo modelo sem recorrer a financiamento.

Pela mesma tabela observa-se que o parâmetro LCOE, para um período de 15 anos, para SP, 4P e 16P é, respectivamente, 0,1107 €/kWh, 0,1105 €/kWh e 0,1105 €/kWh. Pela análise da figura 2.5 vemos que estes preços se encontram abaixo dos preços praticados pelas companhias de electricidade em Portugal, valor que andarà à volta dos 0,14 €/kWh, praticamente 0,03 € acima do valor pago pela produção.

De realçar que os valores de 4P e 16P são idênticos devido ao facto do rácio de auto-consumo directo ser de 100%, deste modo o módulo que faz o controlo dos patamares nunca é accionado pois os inversores estarão sempre a produzir a 100%.

#### 5.2.4.3 Segundo o indicador VAL

A partir da tabela 5.14, observa-se que a potência óptima para o cenário de SP, 4P e 16P é, respectivamente, 142,8 kWp, 114,0 kWp e 128,4 kWp. Sendo o PRI actualizado igual para os 3 cenários de 13 anos, o que fará com que o *prosumer* tenha apenas 2 anos para gerar lucro do investimento realizado.

A partir da análise dos rácios de auto-consumo directo, verifica-se que os mesmos se encontram a rondar os 75%, o que indica um desperdício de energia de cerca de 25%, estes 25% representam um valor demasiado alto o que leva a crer que o sistema se encontra sobredimensionado.

Apesar de os VAL, a 15 anos, serem altos, 52037,60 € para SP, 44233,64 € para 4P e 51694,57 € para 16P, o investimento inicial será de 268953,23 € para SP, 215002,88 € e 242125,29 € para 16P. Esta discrepância de valores é justificada pelos baixos valores dos TIR atingidos nos diferentes cenários, 8,44% para SP, 8,59% para 4P e 8,69% para 16P. Valores bastante abaixo dos encontrados nas restantes simulações. É ainda com este indicador, que o VAL a 25 anos, não ultrapassa em nenhum dos cenários, o valor do investimento inicial. Desta maneira, o *prosumer* terá de recorrer a financiamento caso deseje reinvestir neste modelo.

Pela mesma tabela observa-se que o parâmetro LCOE, para um período de 15 anos, para SP, 4P e 16P é, respectivamente, 0,1461 €/kWh, 0,1450 €/kWh e 0,1435 €/kWh. Pela análise da figura 2.5 vemos que estes preços se encontram a rondar os preços praticados pelas companhias de electricidade em Portugal, valor que andará à volta dos 0,14 €/kWh. Posto isto, o valor pago para produzir electricidade andará perto do valor a pagar pela electricidade consumida à companhia eléctrica, fazendo com que o investimento não seja rentável.

### 5.3 Conclusões dos resultados

As diversas simulações efectuadas foram realizadas segundo os indicadores PRI, TIR, VAL e LCOE. A partir da análise destas simulações conclui-se que os indicadores que produzem melhores resultados e consequentemente melhor retorno financeiro são o PRI e o TIR, apesar de segundo o PRI haver maior desperdício de energia do que segundo o TIR. A potência óptima escolhida segundo o indicador VAL leva a um sistema sobredimensionado uma vez que os rácios de auto-consumo directo são bastante mais baixos do que para os restantes indicadores resultando numa grande quantidade de energia desperdiçada. É ainda para o indicador VAL que os TIR conhecem o seu menor valor, o que torna o sistema menos rentável.

Apesar do LCOE não se tratar de um indicador financeiro, é apenas um indicador matemático que dá a conhecer o preço da produção de energia, este foi implementado e feitas simulações de modo a que o resultado pudesse ser comparado com os restantes indicadores financeiros.



Relativamente às simulações e respectivos resultados conclui-se que será mais rentável a instalação de um sistema fotovoltaico para a indústria estudada uma vez que apresenta melhores TIR. O que resultará numa melhor relação entre o investimento inicial realizado e o retorno do mesmo. Sendo assim, e segundo o indicador TIR, a potência que traria melhor retorno financeiro para a indústria estudada seria de 21,3 kWp.

Em relação ao comércio, este apresenta piores resultados que os da indústria, pelo que do ponto de vista do investidor, este será um negócio menos rentável. Contudo, seguindo raciocínio utilizado para a indústria, segundo o indicador TIR, a potência ótima a instalar seria de 9,9 kWp.



## Conclusões e trabalhos futuros

Os objectivos propostos no início desta dissertação foram cumpridos. Numa primeira parte, foi feito o ponto de situação de Portugal relativamente à paridade de rede, tarifas FiT e auto-consumo directo. A ferramenta informática desenvolvida permitiu sustentar os objectivos e auxiliar no estudo da viabilidade económica para os casos estudados.

Em suma, para os casos estudados, e analisando a 25 anos, ambos os casos são viáveis segundo o indicador TIR. Já para uma análise a 15 anos, a indústria mostrou ser um investimento mais rentável que o comércio. Neste caso, numa análise a 15 anos e para os diferentes indicadores, apenas se atinge o *Break Even Point*. O facto de haver um maior número de dados relativos a esta indústria (9 meses de dados) faz com que os resultados obtidos sejam mais fidedignos que os do comércio, por terem por base dados bastante limitados, referentes a apenas uma semana. A inexistência de uma boa amostra em termos de dados dos consumos poder levar a um sobre ou subdimensionamento do sistema.

Do ponto de vista dos patamares, conclui-se que o cenário de 4 patamares (4P) leva a que quando haja excesso de produção, haja igualmente grande percentagem de energia desperdiçada e resultando num menor retorno financeiro. Os resultados obtidos para o cenário de 16 patamares (16P), mostram que estes se assemelham bastante aos do cenário seguimento perfeito (SP), sendo, como esperado, ligeiramente inferiores ao nível do retorno financeiro.

O factor da sazonalidade é bastante importante aquando da instalação de sistemas fotovoltaicos uma vez que a produção de energia no inverno é bastante menor que a produção no verão. Ainda neste ponto, os períodos de férias dos trabalhadores e a carga de trabalho dos mesmos tem influência directa nos consumos, resultando numa baixa nos consumos, esta situação ocorre com mais frequência no verão, quando os níveis de produção são mais elevados. Outro factor importante são os horários de laboração dos

negócios, uma vez que estes podem estar desfasados dos horários de produção.

É importante realçar que a figura 2.5 mostra que os preços em Portugal são actualizados e inflacionados todos os anos. Em sentido contrário encontra-se o preço da tecnologia uma vez que será natural que os preços dos componentes necessários para montar um sistema fotovoltaico sejam cada vez mais baixos.

Uma vez que o investimento neste tipo de sistemas é normalmente elevado, a ultima palavra e decisão é sempre do investidor, uma vez que a instalação de uma potência superior ou inferior à potência óptima encontrada dependerá sempre da sua capacidade de investir ou se financiar.

No que toca aos trabalhos futuros existem alguns pontos que podem ser melhorados e mais alguns parâmetros que podem ser inseridos nesta ferramenta informática de modo a que esta fique mais completa, melhore o dimensionamento e apresente mais soluções ao utilizador. Em seguida são apresentados os pontos que podem ser melhorados e acrescentados:

- Inversores: elaboração de um algoritmo que permita fazer vários tipos de combinações entre múltiplos inversores diferentes, visto que o que está implementado é feito sempre recorrendo a inversores idênticos. Um algoritmo que realize combinações baseado em diversos critérios como por exemplo, o factor económico, apresente a combinação de inversores mais económica ou o factor de eficiência, qual a combinação de inversores que trará um maior rendimento ao sistema.
- Armazenamento: estudo e possibilidade de inclusão de armazenamento, de bancos de baterias, no software de dimensionamento. De maneira a tentar melhorar os rácios de auto-consumo, ou seja, a inexistência ou diminuição de energia desperdiçada, o que levará a um melhor aproveitamento do sistema instalado e consequentemente a um melhor retorno financeiro.
- Estudo e elaboração de diversos algoritmos relacionados com a inclinação e orientação dos painéis, isto é, o azimute. De maneira a tentar maximizar o sistema, seria importante a elaboração de um algoritmo que permitisse ao sistema escolher qual a melhor inclinação e orientação para a instalação dos painéis fotovoltaicos. Dai resultaria um melhor aproveitamento do sistema, uma vez que a produção em termos geográficos seria maximizada havendo consequentemente a um melhor retorno financeiro.
- Inclusão do factor área no dimensionamento. A área disponível pode ser um problema, principalmente na instalação de sistemas fotovoltaicos em cidades, uma vez que o número óptimo de painéis a instalar pode ser, em área, superior à área disponível para a instalação dos mesmos. Ainda neste factor, a área disponível pode não ser exactamente rectangular levando a que os vários painéis tenham diferentes orientações. Seria interessante um algoritmo que pudesse indicar qual o melhor posicionamento e orientação dos painéis sem situação de área limitada.

# Bibliografia

- Kamal, W. (1997). "Improving energy efficiency—The cost-effective way to mitigate global warming". Em: *Energy conversion and management* 38.1, pp. 39–59.
- Lior, N. (2008). "Energy resources and use: the present situation and possible paths to the future". Em: *Energy* 33.6, pp. 842–857.
- European Commission (2010). *Communication from the Commission - Europe 2020*.
- Associação Portuguesa das Empresas do Sector Fotovoltaico (APESF) (2014). *Comunicado da APESF - Reunião com a DGEG a 14 de Janeiro de 2014*.
- Elliston, B., I. MacGill e M. Diesendorf (2010). *Grid Parity: A potentially misleading concept?* Canberra, ACT, Australia.
- Yang, C.-J. (2010). "Reconsidering solar grid parity". Em: *Energy Policy* 38.7, pp. 3270–3273.
- Masson, G., M. Latour, M. Reking, I.-T. Theologitis e M. Papoutsis (2013). *Global Market Outlook*. European Photovoltaic Industry Association (EPIA).
- PV Parity - Energy Research Centre of Netherlands (ECN) (2012). *Grid Parity - Definition*.
- Lettner, G. e H. Auer (2012). *Realistic roadmap to PV grid parity for all target countries*.
- Breyer, C., A Gerlach, J Mueller, H Behacker e A Milner (2009). "Grid-parity analysis for EU and US regions and market segments—dynamics of grid-parity and dependence on solar irradiance, local electricity prices and PV progress ratio". Em: *24th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Hamburg, Germany*, pp. 21–25.
- Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) (2013). *Composição dos Preços de Electricidade para 2013*.
- Assembleia da República (2011). "Decreto-Lei nº 51-A/2011". Em: *Diário da República* 1.189.
- Breyer, C. e A. Gerlach (2013). "Global overview on grid-parity". Em: *Progress in photovoltaics: Research and applications* 21.1, pp. 121–136.
- Jenner, S., F. Groba e J. Indvik (2013). "Assessing the strength and effectiveness of renewable electricity feed-in tariffs in European Union countries". Em: *Energy Policy* 52.0. Special Section: Transition Pathways to a Low Carbon Economy, pp. 385–401. ISSN: 0301-4215.

- European Commission (2008). *Commission Staff Working Document - The Support of Electricity from Renewable Energy Sources*.
- Wolfsegger, C., F. Limet, E. Despotou, M. Latour e M. Annett. *Supporting Solar Photovoltaic Electricity*. European Photovoltaic Industry Association (EPIA).
- Resch, G., M. Ragwitz, A. Held, T. Faber e R. Haas (2007). *Feed-in Tariffs and quotas for renewable energy in Europe*. Rel. téc. CESifo DICE Report.
- Proença, S. e M. S. Aubyn (2013). "Hybrid modeling to support energy-climate policy: Effects of feed-in tariffs to promote renewable energy in Portugal". Em: *Energy Economics* 38.0, pp. 176 –185. ISSN: 0140-9883.
- Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia (2013). *Microprodução - Despacho Direção Geral da Energia e Geologia (DGEG)*.
- European Photovoltaic Industry Association (EPIA) (2013). *Self Consumption of PV Electricity*.
- Hauff, J., D. Rendschmidt e A. T. K. Berlin (2011). *Enabling the European Consumer to Generate Power For Self-Consumption*. SunEdison.
- Toffler, A. (1980). *The Third Wave*. 1ª ed. Morrow, Nova Iorque.
- SMA Solar Technology (2010). *The Self-Consumption Bonus*.
- (2013). *Commercial self-consumption of solar power*.
- Braun, M., K. Büdenbender, D. Magnor e A. Jossen (2009). "Photovoltaic self-consumption in Germany: using lithium-ion storage to increase self-consumed photovoltaic energy". Em: *24th European Photovoltaic Solar Energy Conference (PVSEC), Hamburg, Germany*.
- Schneider, M., P. Boras, H. Schaede, L. Quurck e S. Rinderknecht (2014). "Effects of Operational Strategies on Performance and Costs of Electric Energy Storage Systems". Em: *Energy Procedia* 46.0. 8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES 2013), pp. 271 –280. ISSN: 1876-6102.
- Latour, M. (2013). *Net-Metering and Self-Consumption Schemes in Europe*. European Photovoltaic Industry Association (EPIA).
- Direção Geral de Energia e Geologia (2013b). "Portaria nº237/2013". Em: *Diário da República* 1.141.
- (2013a). "Decreto-Lei nº 215-B/2012". Em: *Diário da República* 1.194.
- Castillo-Cagigal, M., E. Caamaño-Martín, E. Matallanas, D. Masa-Bote, A. Gutiérrez, F. Monasterio-Huelin e J. Jiménez-Leube (2011). "PV self-consumption optimization with storage and active DSM for the residential sector". Em: *Solar Energy* 85.9, pp. 2338–2348.
- Rosa, C., D. Vinnikov, E. Romero-Cadaval, V. Pires e J. Martins (2013). "Low-power wind generation grid-connected system with MPPT and PC control". Em: *Industrial Electronics Society, IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE*, pp. 5991–5996. DOI: 10.1109/IECON.2013.6700118.
- SMA Solar Technology. *Solar Power: 100% Self-Consumption - Solution with the SMA Power Control Module*.
- *Sunny Design*. Acedido: 24/06/2014. URL: [http://www.sma-america.com/en\\_US/products/software/sunny-design.html](http://www.sma-america.com/en_US/products/software/sunny-design.html).

- The Solar Design Company. *PV\*SOL*. Acedido: 24/06/2014. URL: <http://www.solardesign.co.uk/index.php>.
- Vela Solaris. *PolySun*. Acedido: 24/06/2014. URL: <http://www.velasolaris.com/english/home.html>.
- PVsyst SA. *PVsyst*. Acedido: 24/06/2014. URL: <http://www.pvsyst.com/en/>.
- CadWare S.r.L. *BlueSol*. Acedido: 24/06/2014. URL: <http://www.bluesolpv.com/dnnsite/Home.aspx>.
- Masters, G. M. (2004). *Renewable and efficient electric power systems*. John Wiley & Sons.
- Kjaer, S. B., J. K. Pedersen e F. Blaabjerg (2005). "A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules". Em: *Industry Applications, IEEE Transactions on* 41.5, pp. 1292–1306.
- Rampinelli, G., A Krenzinger e F Chenlo Romero (2014). "Mathematical models for efficiency of inverters used in grid connected photovoltaic systems". Em: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 34, pp. 578–587.
- Greenpro (2004). *Energia Fotovoltaica - Manual sobre tecnologias, projecto e instalação*.
- Audenaert, A., L. De Boeck, S. De Cleyn, S. Lizin e J.-F. Adam (2010). "An economic evaluation of photovoltaic grid connected systems (PVGCS) in Flanders for companies: A generic model". Em: *Renewable Energy* 35.12, pp. 2674–2682.
- Castro, R. M. (2009). "Introdução à avaliação económica de investimentos". Em: *IST, February*.
- Favaro, J. (1996). "A comparison of approaches to reuse investment analysis". Em: *Software Reuse, International Conference on*. IEEE Computer Society, pp. 136–136.
- Spertino, F., P. Di Leo e V. Cocina (2013). "Economic analysis of investment in the rooftop photovoltaic systems: A long-term research in the two main markets". Em: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 28, pp. 531–540.







**Anexos**



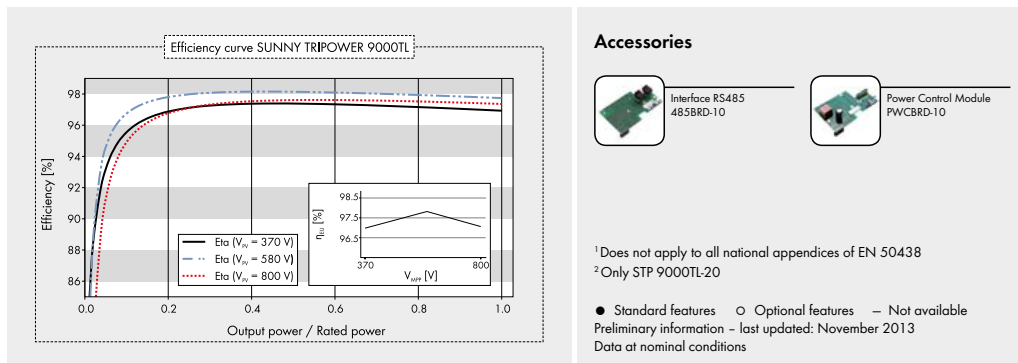
## Datasheet inversor SMA Sunny Tripower (continuação)

## SUNNY TRIPower

### 5000TL / 6000TL / 7000TL / 8000TL / 9000TL

Technical data	Sunny Tripower 5000TL	Sunny Tripower 6000TL
<b>Input (DC)</b>		
Max. DC power (@ $\cos \phi = 1$ )	5100 W	6125 W
Max. input voltage	1000 V	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	245 V ... 800 V / 580 V	295 V ... 800 V / 580 V
Min. input voltage / initial input voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	11 A / 10 A	11 A / 10 A
Max. input current per string input A / input B	11 A / 10 A	11 A / 10 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:2; B:2	2 / A:2; B:2
<b>Output (AC)</b>		
Rated power (@ 230 V, 50 Hz)	5000 W	6000 W
Max. apparent AC power	5000 VA	6000 VA
AC nominal voltage	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V
Nominal AC voltage range	160 V - 280 V	160 V - 280 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Max. output current	7.3 A	8.7 A
Power factor at rated power	1	1
Adjustable displacement power factor	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited
Feed-in phases / connection phases	3 / 3	3 / 3
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency / European Efficiency	98 % / 97.1 %	98 % / 97.4 %
<b>Protective devices</b>		
DC disconnect device	●	●
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●	● / ●
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / -	● / ● / -
All-pole-sensitive residual-current monitoring unit	●	●
Protection class (according to IEC 62103) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III	I / III
<b>General data</b>		
Dimensions (W/H/D)	470 / 730 / 240 mm (18.5 / 28.7 / 9.5 inches)	470 / 730 / 240 mm (18.5 / 28.7 / 9.5 inches)
Weight	37 kg (81.6 lb)	37 kg (81.6 lb)
Operating temperature range	-25 °C...+60 °C (-13 °F...+140 °F)	-25 °C...+60 °C (-13 °F...+140 °F)
Noise emission (typical)	40 dB(A)	40 dB(A)
Self-consumption (night)	1 W	1 W
Topology / cooling concept	Transformerless / OptiCool	Transformerless / OptiCool
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65	IP65
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100 %	100 %
<b>Features</b>		
DC connection / AC connection	SUNCLIX / Spring clamp terminal	SUNCLIX / Spring clamp terminal
Display	Graphic	Graphic
Interface: RS485, Bluetooth, Speedwire/Webconnect	○ / ● / ●	○ / ● / ●
Multi-function relay / Power Control Module	● / ○	● / ○
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificates and approvals (additional on request)	AS 4777, C10/11, CE, CEI 0-21 (>6 kWp), EN 50438 <sup>1</sup> , G59/2, G83/1-1, IEC 61727, MEA <sup>2</sup> , NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA <sup>3</sup> , PPC, PPDS, RD1699, RD 661/2007, SI 4777, UTE C15-712-1, VDE-AR-N 4105, VDE0126-1-1	
Type designation	STP 5000TL-20	STP 6000TL-20

## Datasheet inversor SMA Sunny Tripower (continuação)



Sunny Tripower 7000TL	Sunny Tripower 8000TL	Sunny Tripower 9000TL	
7175 W	8200 W	9225 W	
1000 V	1000 V	1000 V	
290 V ... 800 V / 580 V	330 V ... 800 V / 580 V	370 V ... 800 V / 580 V	
150 V / 188 V	150 V / 188 V	150 V / 188 V	
15 A / 10 A	15 A / 10 A	15 A / 10 A	
15 A / 10 A	15 A / 10 A	15 A / 10 A	
2 / A;2; B;2	2 / A;2; B;2	2 / A;2; B;2	
7000 W	8000 W	9000 W	
7000 VA	8000 VA	9000 VA	
3 / N / PE; 220 V / 380 V	3 / N / PE; 220 V / 380 V	3 / N / PE; 220 V / 380 V	
3 / N / PE; 230 V / 400 V	3 / N / PE; 230 V / 400 V	3 / N / PE; 230 V / 400 V	
3 / N / PE; 240 V / 415 V	3 / N / PE; 240 V / 415 V	3 / N / PE; 240 V / 415 V	
160 V - 280 V	160 V - 280 V	160 V - 280 V	
50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	
50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V	
10.2 A	11.6 A	13.1 A	
1	1	1	
0.8 overexcited ... 0.8 underexcited	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited	
3 / 3	3 / 3	3 / 3	
98 % / 97.5 %	98 % / 97.6 %	98 % / 97.6 %	
● ● / ● ● / ● / - ● I / III	● ● / ● ● / ● / - ● I / III	● ● / ● ● / ● / - ● I / III	
470 / 730 / 240 mm (18.5 / 28.7 / 9.5 inches)	470 / 730 / 240 mm (18.5 / 28.7 / 9.5 inches)	470 / 730 / 240 mm (18.5 / 28.7 / 9.5 inches)	
37 kg (81.6 lb)	37 kg (81.6 lb)	37 kg (81.6 lb)	
-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)	
40 dB(A)	40 dB(A)	40 dB(A)	
1 W	1 W	1 W	
Transformerless / OptiCool	Transformerless / OptiCool	Transformerless / OptiCool	
IP65	IP65	IP65	
4K4H	4K4H	4K4H	
100 %	100 %	100 %	
SUNCLIX / Spring clamp terminal	SUNCLIX / Spring clamp terminal	SUNCLIX / Spring clamp terminal	
Graphic	Graphic	Graphic	
○ / ● / ●	○ / ● / ●	○ / ● / ●	
● / ○	● / ○	● / ○	
● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○	
AS 4777, C10/11, CE, CEI 0-21 (>6 kWp), EN 50438 <sup>1</sup> , G59/2, G83/1-1, IEC 61727, MEA <sup>2</sup> , NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA <sup>2</sup> , PPC, PPDS, RD1699, RD 661/2007, SI 4777, UTE C15-712-1, VDEAR-N 4105, VDE0126-1-1			
STP 7000TL-20	STP 8000TL-20	STP 9000TL-20	

## Datasheet painel solar Canadian Solar



### ELECTRICAL DATA | STC

Electrical Data	CS6X-300P	CS6X-305P	CS6X-310P
Nominal Maximum Power (P <sub>max</sub> )	300 W	305 W	310 W
Optimum Operating Voltage (V <sub>mp</sub> )	36.1 V	36.3 V	36.4 V
Optimum Operating Current (I <sub>mp</sub> )	8.30 A	8.41 A	8.52 A
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	44.6 V	44.8 V	44.9 V
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )	8.87 A	8.97 A	9.08 A
Module Efficiency	15.63 %	15.90 %	16.16 %
Operating Temperature	-40 °C~+85 °C		
Maximum System Voltage	1000 V (IEC) / 1000 V (UL) / 600 V (UL)		
Maximum Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ +5 W		

\*Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25 °C.

### ELECTRICAL DATA | NOCT

Electrical Data	CS6X-300P	CS6X-305P	CS6X-310P
Nominal Maximum Power (P <sub>max</sub> )	218 W	221 W	225 W
Optimum Operating Voltage (V <sub>mp</sub> )	32.9 V	33.1 V	33.2 V
Optimum Operating Current (I <sub>mp</sub> )	6.61 A	6.68 A	6.77 A
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	41.0 V	41.2 V	41.3 V
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )	7.19 A	7.27 A	7.36 A

\*Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5, ambient temperature 20 °C, wind speed 1 m/s.

### MODULE | MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6inch
Cell Arrangement	72 (6 x 12)
Dimensions	1954 x 982 x 40mm (76.93 x 38.7 x 1.57in)
Weight	22kg (48.5 lbs)
Front Cover	3.2mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-BOX	IP67, 3 diodes
Cable	4mm <sup>2</sup> (IEC)/4mm <sup>2</sup> & 12AWG 1000 V (UL1000V)/12AWG (UL600V), 1150mm/1300mm**
Connectors	MC4 or MC4 comparable
Standard Packaging	24pcs, 608kg (quantity and weight per pallet)
Module Pieces per container	528pcs (40'HQ)

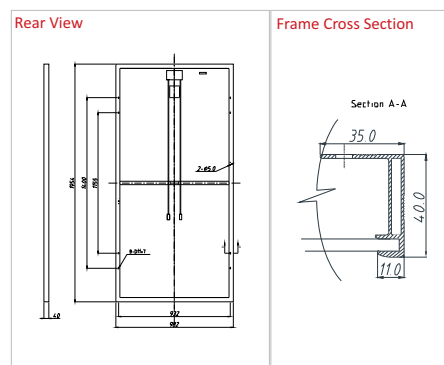
### TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (P <sub>max</sub> )	-0.43 %/°C
Temperature Coefficient (V <sub>oc</sub> )	-0.34 %/°C
Temperature Coefficient (I <sub>sc</sub> )	0.065 %/°C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

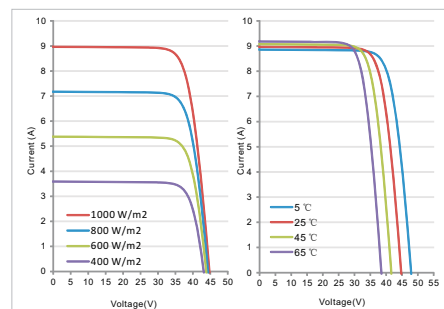
### PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Industry leading performance at low irradiation, +96.5% module efficiency from an irradiance of 1000W/m<sup>2</sup> to 200W/m<sup>2</sup> (AM 1.5, 25 °C)

### MODULE | ENGINEERING DRAWING



### CS6X-305P | I-V CURVES



### Partner Section

As there are different certification requirements in different markets, please contact your sales representative for the specific certificates applicable to your products. The specification and key features described in this Datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

\*\*The CS6X with cable of 1300mm is only for Canadian market.

www.canadiansolar.com  
support@canadiansolar.com

Canadian Solar Inc. May 2014. All rights reserved  
PV Module Product Datasheet I V4.3CS-EN  
Caution: Please read safety and installation instructions before using the product.

## Datasheet painel solar Kyocera

## KD 200-60 F Series

## ELECTRICAL SPECIFICATIONS

Standard Test Conditions (STC) STC = 1000 W/M <sup>2</sup> irradiance, 25°C module temperature, AM 1.5 spectrum*				
	KD240GX-LFB	KD245GX-LFB	KD250GX-LFB	
P <sub>mp</sub>	240	245	250	W
V <sub>mp</sub>	29.8	29.8	29.8	V
I <sub>mp</sub>	8.06	8.23	8.39	A
V <sub>oc</sub>	36.9	36.9	36.9	V
I <sub>sc</sub>	8.59	8.91	9.09	A
P <sub>tolerance</sub>	+5/-3	+5/-3	+5/-3	%

Nominal Operating Cell Temperature Conditions (NOCT) NOCT = 800 W/M <sup>2</sup> irradiance, 20°C ambient temperature, AM 1.5 spectrum*				
T <sub>NOCT</sub>	45	45	45	°C
P <sub>max</sub>	172	176	180	W
V <sub>mp</sub>	26.7	26.8	26.8	V
I <sub>mp</sub>	6.45	6.58	6.72	A
V <sub>oc</sub>	33.7	33.7	33.7	V
I <sub>sc</sub>	6.95	7.21	7.36	A
PTC	217.3	219.1	223.7	W

Temperature Coefficients				
P <sub>max</sub>	-0.46	-0.46	-0.46	%/°C
V <sub>mp</sub>	-0.52	-0.52	-0.52	%/°C
I <sub>mp</sub>	0.0064	0.0065	0.0065	%/°C
V <sub>oc</sub>	-0.36	-0.36	-0.36	%/°C
I <sub>sc</sub>	0.060	0.060	0.060	%/°C
Operating Temp	-40 to +90	-40 to +90	-40 to +90	°C

System Design	
Series Fuse Rating	15 A
Maximum DC System Voltage (UL)	600 V
Hailstone Impact	1in (25mm) @ 51mph (23m/s)

\* Subject to simulator measurement uncertainty of +/- 3%.  
KYOCERA reserves the right to modify these specifications without notice.

NEC 2008 COMPLIANT  
UL 1703 LISTED



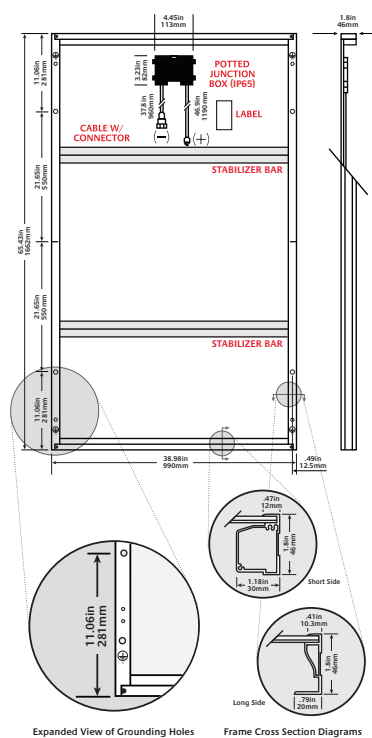
WARNING: Read the instruction manual in its entirety prior to handling, installing & operating Kyocera Solar modules.

## MODULE CHARACTERISTICS

Dimensions: length/width/height	65.43in/38.98in/1.8in (1662mm/990mm/46mm)
Weight:	46.3lbs (21.0kg)

## PACKAGING SPECIFICATIONS

Modules per pallet:	20
Pallets per 53' container:	36
Pallet box dimensions: length/width/height	66in/40in/47in (1675mm/1005mm/1175mm)
Pallet box weight:	1040 lbs (470kg)



Expanded View of Grounding Holes

Frame Cross Section Diagrams

## Legend

○ MOUNTING HOLES .35in (9mm)    ■ DRAINAGE HOLES    ⊕ GROUND SYMBOL .35in (9mm)

041212

OUR VALUED PARTNER

KYOCERA Solar, Inc. 800-223-9580 800-523-2329 fax www.kyocerasolar.com